Environnement Canada
Service de la protection de l'environnement

Environment Canada
Environmental Protection Service

collection
ENVIROGUIDE

LE GAZ NATUREL

Canada

juin 1985

86-05879/

COLLECTION «ENVIROGUIDE»

La collection «Enviroguide» est constituée de guides d'information technique à utiliser en cas de déversements de matières dangereuses. Chaque guide fournit une masse considérable d'information relative au produit chimique dont il traite. L'information ainsi présentée a pour but d'aider l'utilisateur à mettre sur pied un plan d'intervention en cas d'accident et à évaluer les incidences sur l'environnement que peut avoir tel ou tel polluant. Le contenu de chacun des guides a été vérifié par la Direction des services techniques du Service de la protection de l'environnement avant que ne soit autorisée sa publication. Il est à noter qu'une telle autorisation n'implique pas que le contenu des guides reflète les points de vue ou la politique du Service de la protection de l'environnement. De même, le fait de mentionner des marques déposées ou des noms de produits commerciaux ne doit pas être interprété comme une forme de recommandation.

collection
ENVIROGUIDE

LE GAZ NATUREL

SERVICE DE LA PROTECTION
DE L'ENVIRONNEMENT

DIRECTION GÉNÉRALE DES PROGRAMMES
DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

DIRECTION DES SERVICES TECHNIQUES

OTTAWA
JUIN 1985
ENVIRONNEMENT CANADA

Publication
distribuée par le Service des publications
Service de la protection de l'environnement
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 1C8

Édition française

préparée par le Module d'édition française

English copy available at the above mentioned address

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985
N° de cat. En 48-10/23-1985F
ISBN 0-662-93300-1
IMPRIMERIE BEAUREGARD LIMITÉE

AVANT-PROPOS

La collection «Enviroguide» a été lancée officiellement en 1983. Elle est constituée de guides d'information technique sur les produits chimiques qui sont les plus souvent en cause dans les cas de déversements accidentels. Les guides, qui s'adressent à des spécialistes dans le domaine des déversements, sont conçus pour aider à planifier les interventions d'urgence et évaluer les incidences sur l'environnement.

Vu la grande quantité d'information présentée et le caractère très technique des guides, ces derniers ne s'adressent pas au personnel de première intervention, pour qui existent déjà des manuels plus appropriés.

L'information offerte a été glanée en majeure partie dans des publications déjà existantes. Les auteurs ont pris grand soin, aussi bien au stade de la compilation qu'à celui de la révision, de vérifier la justesse des éléments retenus. Néanmoins, il ne faut pas voir dans la publication de ces éléments d'information une forme de recommandation de la part du gouvernement du Canada ni de quelque autre groupe.

REMERCIEMENTS

La version définitive du présent guide est l'oeuvre du personnel du Service de la protection de l'environnement, qui a procédé à la refonte de nombreux passages du texte initial, ajouté maints renseignements et commentaires et préparé les schémas et les figures.

Le travail préliminaire avait été donné à contrat par Environnement Canada aux firmes M.M. Dillon Consulting Engineers and Planners, Concord Scientific Corporation et Waterloo Engineering Limited.

L'abondance de détails qu'on trouve dans le guide est le fruit de la collaboration de plusieurs personnes, organismes et institutions qui ont fourni des données et des conseils précieux, au stade de la compilation comme au stade de la rédaction. Sous ce rapport, l'Association canadienne des fabricants de produits chimiques mérite des remerciements particuliers.

TABLE DES MATIÈRES

	Avant-propos	III
	Remerciements	III
	Liste des figures	VI
	Liste des tableaux	VI
	Abréviations et symboles	VII
	Définitions	IX
	Sigles	X
1	**Résumé**	
2	**Propriétés physiques et chimiques**	
3	**Production, transport et commerce**	
3.1	Qualités et teneurs	13
3.2	Producteurs situés au Canada	14
3.2.1	Information générale	14
3.2.2	Usines de traitement du gaz naturel au Canada	14
3.3	Transport par gazoduc	14
3.4	Procédé de fabrication	26
3.5	Principales utilisations	26
4	**Manutention du produit et compatibilité**	
4.1	Moyens de transport	27
4.1.1	Information générale	27
4.1.2	Gazoducs	27
4.1.3	Wagons-citernes	27
4.1.4	Véhicules-citernes routiers	27
4.1.5	Bouteilles	27
4.1.6	Stockage	30
4.1.7	Navires-citernes	31
4.2	Compatibilité entre le produit et certains matériaux	31
5	**Fuite et migration du produit**	
5.1	Aperçu général	34
5.2	Fuite du produit	34
5.3	Diffusion dans l'atmosphère	34
5.3.1	Introduction	34
5.3.2	Nomogrammes de diffusion de la bouffée de vapeurs	36
5.3.2.1	Teneur en vapeurs en fonction de la distance sous le vent	36
5.3.2.2	Demi-largeur maximale de la bouffée dangereuse	30
5.3.2.3	Distance parcourue par la bouffée en fonction du temps écoulé	40
5.3.3	Exemple de calcul	40
5.4	Comportement dans l'eau	44
5.5	Comportement dans le sol	46
6	**Protection de l'environnement**	
6.1	Limites maximales admissibles	47
6.1.1	Qualité de l'eau	47
6.1.2	Qualité de l'air	47
6.2	Toxicité pour les espèces aquatiques	47
6.2.1	Situation au Canada	47
6.2.2	Situation aux U.S.A.	47
6.2.3	Mesure de la toxicité	47
6.2.4	Études sur le milieu aquatique	47
6.3	Toxicité pour d'autres espèces	47

6.3.1	Toxicité pour le bétail	47
6.4	Autre toxicité dans l'air et sur terre	47
6.5	Études sur les effets toxiques	48
6.6	Dégradation du polluant	48
7	**Protection de la santé**	
7.1	Normes d'exposition	49
7.2	Données sur les propriétés irritantes	49
7.2.1	Contact avec la peau	49
7.2.2	Contact avec les yeux	49
7.3	Données sur les propriétés organoleptiques	50
7.3.1	Odeur	50
7.4	Études sur les effets toxiques	50
7.4.1	Inhalation	50
7.5	Symptômes et conséquences de l'intoxication	50
7.5.1	Inhalation	50
7.5.2	Ingestion	50
7.5.3	Contact avec la peau	50
7.5.4	Contact avec les yeux	50
8	**Compatibilité chimique**	
8.1	Compatibilité entre le gaz naturel et divers agents	51
9	**Mesures d'intervention et de sécurité**	
9.1	Mesures recommandées	52
9.1.1	Danger d'incendie	52
9.1.2	Moyens d'extinction	52
9.1.3	Évacuation de la zone dangereuse	52
9.1.4	Mesures d'intervention en cas de déversement	53
9.1.4.1	Information générale	53
9.1.4.2	GNL s'échappant des citernes d'un méthanier	53
9.1.5	Élimination du polluant	53
9.1.6	Appareils et vêtements de protection	53
9.1.7	Entreposage	53
10	**Cas de déversement accidentel**	
10.1	Rupture d'un gazoduc	54
11	**Identification et dosage du polluant**	
11.1	Dosage du polluant présent dans l'air	55
11.1.1	Chromatographie en phase gazeuse	55
11.2	Identification du polluant présent dans l'air	55
11.3	Dosage du polluant présent dans l'eau	56
11.3.1	Chromatographie en phase gazeuse	56
11.4	Identification du polluant présent dans l'eau	56
12	**Références et bibliographie**	
12.1	Références	57
12.2	Bibliographie	61

LISTE DES FIGURES

1	Pression de vapeur en fonction de la température	10
2	Masse volumique en fonction de la température	10
3	Équilibre liquide/gaz	11
4	Viscosité du liquide en fonction de la température	11
5	Viscosité des vapeurs en fonction de la température	12
6	Diagramme de phases	12
7	Principaux gazoducs dans l'ouest du Canada	28
8	Principaux gazoducs dans l'est du Canada	29
9	Réservoir de stockage	30
10	Méthanier	32
11	Formation d'une bouffée de vapeurs	37
12	Étapes à suivre pour déterminer la zone dangereuse	38
13	Teneur uniformisée en fonction de la distance sous le vent	39
14	Distance parcourue par la bouffée en fonction du temps écoulé	41
15	Conversion en g/m^3 du % volumique de la limite inférieure d'inflammabilité	42
16	Zone dangereuse maximale sous un vent invariable	45
17	Zone dangereuse maximale sous un vent variable	45

LISTE DES TABLEAUX

1	Nomogrammes de conversion	9
2	Spécification CCT/DOT relative aux wagons-citernes utilisés pour le gaz naturel	27
3	Spécifications CCT/DOT relatives aux bouteilles utilisées pour le gaz naturel	30
4	Compatibilité entre le gaz naturel et différents matériaux de fabrication	31
5	Abréviations des noms de matériaux de fabrication	33
6	Catégories météorologiques (de stabilité)	36
7	Demi-largeur maximale de la bouffée dangereuse de vapeurs de gaz naturel	43

ABRÉVIATIONS ET SYMBOLES

adf	Antidéflagrant
atm	Atmosphère
c.f.	Coupelle fermée
c.o.	Coupelle ouverte
CPG	Chromatographie en phase gazeuse
d	Densité
d vap	Densité de vapeur
d.-v.	Demi-vie
D ext.	Diamètre extérieur
D int.	Diamètre intérieur
DAMM	Diamètre aérodynamique moyen en masse
DBO	Demande biochimique en oxygène
DCO	Demande chimique en oxygène
D_e	Diamètre d'entrée
DIF	Détecteur d'ionisation à flamme
DMM	Diamètre moyen en masse
DMN	Diamètre moyen en nombre
DMV	Diamètre moyen en volume
DPI	Détecteur à photo-ionisation
D_s	Diamètre de sortie
DL min.	Dose létale minimale
DL 50	Dose létale moyenne
et coll.	et collaborateurs
eV	Électronvolt
f. n. éq.	Fumée normalisée équivalente
gal imp.	Gallon impérial
IDLH	*Immediately Dangerous to Life or Health*
IR	Infrarouge
j	jour
J	Joule
K	Coefficient de perméabilité
l	litre
L.I.E.	Limite inférieure d'explosibilité
L.I.I.	Limite inférieure d'inflammabilité
L.S.E.	Limite supérieure d'explosibilité
L.S.I.	Limite supérieure d'inflammabilité
m	Masse
MAK	Teneur maximale admissible (norme établie par la RFA)
MAK-K	Teneur maximale admissible (norme établie par la RDA)
MAK-D	Teneur maximale admissible – courte durée (norme établie par la RDA)
max.	Maximum
mé/l	Milliéquivalent par litre
MIK	Teneur maximale d'immission (norme établie par la RDA)
min.	Minimum
mn	Minute
M mol.	Masse molaire
M vol.	Masse volumique
mol	Mole
MPT	Moyenne pondérée en fonction du temps
N	Newton
Pa · s	Pascal seconde
pds éq.	Poids équivalent
ppb	Parties par milliard (10^{-9})
ppm	Parties par million (10^{-6})
ppt	Parties par mille (10^{-3})
psi	*Pounds per square inch*
P	Pression
P_c	Pression critique
PEL	*Permissible Exposure Limit*
Po	Poise
Pt cong.	Point de congélation
Pt déf.	Point de déflagration
Pt dét.	Point de détonation
Pt ébul.	Point d'ébullition
Pt écl.	Point d'éclair
Pt écoul.	Point d'écoulement
Pt fus.	Point de fusion
Pt liq.	Point de liquéfaction
PVC	Chlorure de polyvinyle
q	Débit
q_e	Débit d'entrée
q_f	Débit de fuite
q_m	Débit-masse
q_s	Débit de sortie
q_v	Débit-volume
std	Standard
SM	Spectroscopie de masse
St	Stokes
STEL	*Short Term Exposure Limit*
t	Tonne
t	Temps
temp.	Température
$temp._c$	Température critique
TE 50	Teneur efficace moyenne
tf	Tonne forte
TI 50	Teneur inhibitrice moyenne
TLm	Tolérance moyenne
TL min.	Teneur létale minimale
TL 50	Teneur létale moyenne
TLV®	*Threshold Limit Value*
TLV®C	*Threshold Limit Value-Ceiling*
TPN	Température et pression normales

TT min.	Teneur toxique minimale	vol.	Volume
u	Vitesse du vent	^{o}Bé	Degré Baumé
μ	Viscosité	^{o}C	Degré Celsius
vap	Vapeur	ϕ	Diamètre
V	Vitesse d'écoulement	x	Distance sous le vent
V biod.	Vitesse de biodégradation	₩	Ne pas utiliser d'eau comme moyen d'extinction
V évap.	Vitesse d'évaporation		

DÉFINITIONS

Les définitions figurant ci-dessous valent pour la collection «Enviroguide». Le lecteur notera qu'elles n'ont pas toujours une portée générale. Pour plus de détails, ou pour d'autres définitions, se reporter au manuel d'introduction de la collection.

Bio-accumulation. – Rétention sans cesse croissante d'une substance dans les tissus d'un organisme tout au long de son existence (le facteur de bioconcentration augmentant sans cesse).

Bio-amplification. – Rétention d'une substance dans les tissus à des teneurs de plus en plus élevées au fur et à mesure que l'on s'élève dans la hiérarchie des organismes de la chaîne alimentaire.

Bioconcentration. – Rétention d'une substance dans les tissus d'un organisme au point que la teneur des tissus en cette substance surpasse la teneur du milieu ambiant en cette substance, à un moment donné de la vie de cet organisme.

Concentration. – Comme ce mot a des sens multiples et parfois mal définis selon qu'il s'agit de chimie, de biologie ou d'écologie, on lui a préféré des termes jugés plus précis, tels titre, teneur et bioconcentration.

Contaminant. – Polluant qui figure sur une liste de produits dangereux, établie en vertu de la Loi sur les contaminants de l'environnement.

Dose létale minimale. – Dans le cas de la toxicité pour l'homme (la dose définie ici peut être extrapolée à l'homme), il s'agit de la plus faible dose (autre que la DL 50) d'une substance dont l'absorption, excluant l'inhalation, en une ou plusieurs prises, au bout d'un temps donné, a été signalée comme cause de la mort d'un animal ou d'une personne. Abrév. DL min.

Dose létale moyenne (1). – Dans le cas de la toxicité pour l'animal, il s'agit de la dose qui tue, au bout d'un temps donné, 50 p. 100 des animaux auxquels on a fait absorber une certaine quantité de substance. Abrév. DL 50.

Dose létale moyenne (2). – À des fins de comparaison ou d'extrapolation dans l'étude de la toxicité pour l'homme, il s'agit de la dose (calculée) d'une substance censée entraîner, au bout d'un temps donné, la mort de 50 p. 100 d'une population homogène d'animaux. Elle est déterminée par suite de l'absorption, excluant l'inhalation, d'une quantité de cette substance par un lot statistiquement significatif d'animaux provenant de cette population. Abrév. DL 50.

Dose toxique minimale. – La plus faible dose d'une substance, introduite par toute autre voie que l'inhalation, pendant quelque période de temps que ce soit, dont l'absorption a été signalée comme cause d'effet toxique chez des personnes ou d'effets carcinogènes, néoplastogènes ou tératogènes chez les animaux ou les personnes. Abrév. DT min.

Facteur de bioconcentration. – Rapport de la teneur en une substance des tissus d'un organisme exposé (moins la teneur des tissus d'un organisme témoin) à la teneur en cette substance du milieu ambiant.

IDLH *(Immediately Dangerous to Life or Health).* – Teneur plafond à laquelle, dans un délai maximal d'exposition de 30 minutes, il est possible à une personne de fuir les lieux exposés sans qu'il n'y ait manifestation de signes fonctionnels d'intoxication, perturbation irréversible de la santé ou décès. Il s'agit d'une valeur définie et déterminée par le NIOSH.

Immission. – Transfert d'un polluant de l'atmosphère vers un «récepteur» qui peut être une personne, un animal, une plante. La teneur maximale d'immission, mentionnée au chapitre 7, se rapporte au polluant retenu dans les poumons. Il s'agit d'un concept d'origine allemande, adopté par l'ISO.

Létal. – En toxicologie, synonyme de mortel.

MAK *(Maximale Arbeidsplatz Konzentration).* – Teneur limite moyenne admissible en milieu de travail, compte tenu de semaines de 45 heures et de journées de 8 heures. Il s'agit d'une norme établie par la RFA.

MAK-D. – Teneur limite moyenne admissible en milieu de travail, compte tenu de semaines de 45 heures et de journées de 8 heures. Il s'agit d'une norme établie par la RDA.

MAK-K. – Teneur limite admissible en milieu de travail pour une période très courte ne dépassant pas 30 minutes. Il s'agit d'une norme établie par la RDA.

PEL *(Permissible Exposure Limit).* – Teneur limite moyenne (pondérée en fonction du temps) à laquelle peuvent être exposés des travailleurs pendant une période de relève. Il s'agit d'une valeur définie et déterminée par le NIOSH.

Polluant. – Agent physique, chimique ou biologique qui provoque une dégradation dans un milieu donné.

STEL (TLV – *Short Term Exposure Limit*). – Teneur limite à laquelle les travailleurs peuvent être exposés de façon continue pour une courte période sans souffrir d'irritation, de dommage irréversible aux tissus ou d'une narcose suffisamment grave pour accroître la probabilité de blessure par accident, diminuer la capacité de fuir ou réduire physiquement l'efficacité au travail, en prenant pour acquis que la TLV quotidienne n'a pas été dépassée. Il s'agit d'une valeur définie et déterminée par l'ACGIH.

Teneur. – Quantité de matière solide, liquide ou gazeuse, rapportée à une masse ou à un volume d'autres matières dans lesquelles elle est en mélange, suspension ou dissolution.

Teneur efficace moyenne. – Dans le cas de la toxicité pour la micro-faune, il s'agit de la teneur à laquelle se produit, chez 50 p. 100 de la population, pour une durée d'exposition donnée, un effet tel que l'immobilisation, la perte de l'équilibre, une déficience de croissance ou même la mort. Abrév. TE 50.

Teneur inhibitrice moyenne. – Dans le cas de la toxicité pour la micro-flore ou la micro-faune, il s'agit de la toxicité qui inhibe à 50 p. 100 une activité biologique (par exemple, la croissance) en un temps déterminé. Abrév. TI 50.

Teneur létale minimale. – Dans le cas de la toxicité pour l'homme (la teneur définie ici peut être extrapolée à l'homme), il s'agit de la plus faible teneur (autre que la TL 50) de l'air en une substance dont l'inhalation a été signalée comme cause de la mort d'un animal ou d'une personne. Abrév. TL min.

Teneur létale moyenne (1). – Dans le cas de la toxicité pour l'animal, il s'agit de la teneur à laquelle meurent, au bout d'un temps donné, 50 p. 100 des animaux auxquels on a fait absorber une certaine quantité de substance. Abrév. TL 50.

Teneur létale moyenne (2). – À des fins de comparaison ou d'extrapolation dans l'étude de la toxicité pour l'homme, il s'agit de la teneur (calculée) de l'air en une substance dont l'inhalation est censée provoquer, au bout d'un temps donné, la mort de 50 p. 100 d'une population homogène d'animaux. Elle est déterminée par suite de l'exposition d'un lot statistiquement significatif d'animaux provenant de cette population. Abrév. TL 50.

Teneur plafond. – Teneur maximale admissible établie pour une durée d'exposition bien déterminée, dans le cas d'une substance très toxique. (L'IDLH et la TLV®-C sont des teneurs plafonds.)

Teneur toxique minimale. – La plus faible teneur de l'air en une substance à laquelle des personnes ou des animaux ont été exposés, pour quelque période de temps que ce soit, sans qu'il y ait eu d'effet toxique chez les personnes ou d'effets carcinogènes, néoplastogènes ou tératogènes chez les animaux ou les personnes. Abrév. TT min.

Titre (d'une solution, en chimie). – Rapport de la masse d'une substance dissoute à la masse totale ou du nombre de moles d'un constituant au nombre total de moles.

TLV® *(Threshold Limit Value).* – Teneur limite moyenne (pondérée en fonction du temps) à laquelle la majorité des travailleurs peuvent être exposés régulièrement à raison de 8 heures par jour, 5 jours par semaine, sans subir d'effet nocif. Il s'agit d'une valeur définie et déterminée par l'ACGIH.

TLV®-C *(Threshold Limit Value-Ceiling).* – Teneur limite admissible pour un moment donné. Il s'agit d'une valeur plafond définie et déterminée par l'ACGIH.

Tolérance moyenne. – Niveau de tolérance correspondant à la teneur à laquelle 50 p. 100 des sujets d'un test survivent au bout d'un temps donné. Abrév. TLm.

SIGLES

ACGIH	American Conference of Government Industrial Hygienists
ANSI	American National Standards Institute
ASTM	American Society for Testing and Materials
AWQC	Ambient Water Quality Criteria (USA)
AWWA	American Water Works Association
CBG	Chemical Buyers' Guide (USA)
CCD	Condensed Chemical Dictionary (USA)
CCPA	Canadian Chemical Producers Association
CCT	Commission canadienne des transports
CHRIS	Chemical Hazards Response Information System (USA)
EPA	Environmental Protection Agency (USA)
ITII	International Technical Information Institute (Japon)
MCA	Manufacturing Chemists Association (USA)
MDT	Ministère des Transports (du Canada)
NACE	National Association of Corrosion Engineers (USA)
NAS	National Academy of Sciences (USA)
NFPA	National Fire Protection Association (USA)
NIOSH	National Institute of Occupational Safety and Health
NRC	National Research Council (USA)
OSHA	Occupational Safety and Health Administration (USA)

1 RÉSUMÉ

À l'état pur, le gaz naturel est incolore et inodore. Le produit commercial comporte cependant un odorant, ajouté par mesure de précaution. Le gaz naturel non traité peut avoir une teneur en hydrogène sulfuré assez forte: il est alors très toxique et présente un danger grave pour la santé et l'environnement.

Synonymes
Hydrure méthylique, gaz des marais, grisou (gaz de mine)

Numéros d'identification
UN 1971 (gaz comprimé), 1972 (gaz réfrigéré); CAS 74-82-8; STCC 4905755

Dangers immédiats
Incendie. – Le gaz naturel est inflammable.
Effet sur l'homme. – La toxicité du gaz naturel est faible, quelle que soit la voie d'exposition. Par ailleurs, il est asphyxiant.

Données relatives aux propriétés physiques

État à 15 °C, sous 1 atm	Gazeux
État à l'expédition	Gazeux ou liquéfié
Point d'ébullition	- 154 °C
Point de fusion	- 183 °C
Inflammabilité	Inflammable
Pression de vapeur	3560 kPa (- 86 °C)
Solubilité (dans l'eau)	0,0023 g/100 ml
Comportement (dans l'eau)	Flotte et entre en ébullition.
Comportement (dans l'air)	Chaudes, les vapeurs se dispersent rapidement; froides, elles sont plus denses que l'air.

Dangers pour l'environnement
Le gaz naturel n'est pas gravement dommageable pour la vie aquatique.

Dangers pour l'homme
Ni TLV® ni IDLH n'ont été établies.
Effets en cas d'inhalation. – À de fortes teneurs: maux de tête, respiration difficile, perte de connaissance.
Effets en cas de contact. – Le gaz naturel liquéfié provoque des gelures de la peau et des yeux.

Dispositions immédiates à prendre
• En cas de déversement accidentel
Restreindre l'accès aux lieux où s'est produit l'accident. Signaler: «Produit inflammable». Alerter le service d'incendie et prévenir le distributeur. Arrêter l'écoulement et confiner le liquide déversé si cela ne présente aucun risque.
• En cas d'incendie
Ne pas éteindre le feu à moins de pouvoir mettre un terme à la fuite. Comme moyens d'extinction, utiliser de la mousse, de la poudre sèche, de la neige carbonique, un agent halogène, de l'eau pulvérisée ou un brouillard d'eau. Refroidir avec de l'eau pulvérisée les récipients menacés par les flammes.

Niveau de gravité du risque selon la NAS (étatsunienne)

(Catégorie)	(Niveau)
Incendie	4
Santé	
Irritation causée par des vapeurs	0
Irritation causée par le produit à l'état liquide ou solide	0
Intoxications	0
Pollution de l'eau	
Toxicité pour l'homme	0
Toxicité pour les espèces vivantes du milieu aquatique	0
Atteinte à l'esthétique de l'environnement	0
Réactivité	
Autres produits chimiques	0
Eau	0
Réaction spontanée	0

Évaluation du risque selon la NFPA (étatsunienne)

Champ inférieur vide: utiliser l'eau comme moyen d'extinction

2 PROPRIÉTÉS PHYSIQUES ET CHIMIQUES

A. – MÉTHANE (principal constituant du gaz naturel)

Aspect	Gaz incolore (Merck, 1976)
État à l'expédition	Gaz ou liquide (CCD, 1977)
État à 15 °C sous 1 atm	Gaz
Variables d'état	
Point de fusion	- 182,48 °C (CRC, 1980)
Point d'ébullition	- 162 °C (Kirk-Othmer, 1980; Ullmann, 1975)
Pression de vapeur	4040 kPa (- 86 °C) (CRC, 1980)
Masse volumique et densité	
Masse volumique (gaz)	0,257 g/l (- 162 °C) (Kirk-Othmer, 1980), 0,722 g/l (20 °C) (Kirk-Othmer, 1980; Matheson, 1980)
Masse volumique (liquide)	0,4507 g/ml (- 162 °C) (Kirk-Othmer, 1980)
Densité relative (gaz)	(air = 1) 0,555 (0 °C) (Matheson, 1980)
Propriétés relatives à la combustion	
Inflammabilité	Gaz inflammable (NFPA, 1978)
Point d'éclair	- 188 °C (Kirk-Othmer, 1980)
Température d'inflammation spontanée	482 - 632 °C (NFPA, 1978) 600 °C (Robinson, 1984) 537 °C (LPG, 1982; Matheson, 1980)
Vitesse de combustion	12,5 mm/mn (CHRIS, 1978)
Limite supérieure d'inflammabilité	13 - 17 p. 100 (vol./vol.) (NFPA, 1978) 15 p. 100 (vol./vol.) (LPG, 1982; Ullmann, 1975)
Limite inférieure d'inflammabilité	3,8 - 6,5 p. 100 (vol./vol.) (NFPA, 1978) 5 p. 100 (vol./vol.) (Kirk-Othmer, 1980; LPG, 1982; Ullmann, 1975)
Vitesse spatiale de la flamme	55 cm/s (Lange's Handbook, 1979) 33,8 cm/s (LPG, 1982)
Caractéristiques de la flamme	Pâte et légèrement lumineuse (Merck, 1976)
Chaleur de combustion	890,3 kJ/mol (25 °C) (CRC, 1980)
Produits de la combustion	Gaz carbonique et eau (CRC, 1980)
Température de combustion	1500 °C (LPG, 1982)
Risque de retour de flamme	La flamme peut parcourir une bonne distance de la source d'inflammation jusqu'au produit (NFPA, 1978).
Danger d'inflammation électrique	Le produit peut s'enflammer sous l'action d'une charge d'électricité statique.

Autres propriétés	
Masse molaire de la substance pure	16,04 (CRC, 1980)
Composition du produit commercial	Le méthane est considéré pur.
Viscosité (gaz)	0,0109 mPa . s (20 °C) (CRC, 1980)
Viscosité (liquide)	0,202 mPa . s (- 180 °C) (Matheson, 1980)
Chaleur latente de fusion	974 kJ (au point de fusion) (CRC, 1980)
Chaleur latente de vaporisation	9,25 kJ/mol (au point d'ébullition) (CRC, 1980)
Chaleur de formation	- 74,87 kJ/mol (25 °C) (JANAF, 1971)
Entropie	186,31 J/(mol . K) (Ullmann, 1975)
Potentiel d'ionisation	12,62 eV (Rosenstock, 1977)
Capacité calorifique	
pression constante	35,941 J (mol . °C) (26,8 °C) (Matheson, 1980)
volume constant	27,531 J (mol . °C) (15 °C) (Matheson, 1980)
taux de chaleur spécifique P constante/vol. constant	1,305 (Matheson, 1980)
Pression critique	4633 kPa (CRC, 1980)
Température critique	- 82,5 °C (CRC, 1980)
Tension superficielle avec l'air	15,8 mN/m (liquide à - 170 °C) (Ullmann, 1975)
Coefficient de dilatation thermique	$3{,}68 \times 10^{-3}$/°C (Perry, 1973)
Conductivité thermique (gaz)	0,0342 W/(m . K) (26,7 °C) (Matheson, 1980)
Conductivité thermique (liquide)	0,226 W/(m . K) (- 180 °C) (Matheson, 1980)
Log_{10} du coefficient de partage octanol/eau	1,09 (Hansch et Leo, 1979)
Constante diélectrique (gaz)	1,0009 (0 °C) (Matheson, 1980)
Constante diélectrique (liquide)	1,70 (- 173 °C) (Matheson, 1980)
Solubilité	
Dans l'eau	0,0023 g/100 g (20 °C) (0,034 cm^3/cm^3) (Matheson, 1980)
Dans l'éthanol	0,023 g/100 ml (0 °C) (Ullmann, 1975)
Dans l'éther	0,079 g/100 ml (0 °C) (Ullmann, 1975)
Dans le benzène	Le méthane est soluble dans le benzène (CRC, 1980).
Azéotrope	Le méthane forme un azéotrope ou un hydrate avec l'eau à de fortes pressions. Cet hydrate ($CH_4 . 6 H_2O$) est connu sous le nom de gaz hydrate.
Facteur de conversion pour vapeurs	1 ppm = 0,665 mg/m^3 (20 °C) Verschueren, 1984)

B. – GAZ NATUREL TYPE*

Aspect	Gaz incolore
État à l'expédition	Gaz ou liquide
État à 15 °C sous 1 atm	Gaz
Variables d'état	
Point de fusion	- 182,7 °C
Point d'ébullition	- 154 °C
Pression de vapeur	3560 kPa (- 86 °C) (CRC, 1980)
Masse volumique et densité	
Masse volumique (gaz)	0,717 g/l (0 °C)
Masse volumique (liquide)	0,47 g/ml (- 154 °C)
Densité relative (gaz)	(air = 1) 1,00 (- 73 °C) (Konzek, 1982) 0,609 (0 °C)
Propriétés relatives à la combustion	
Inflammabilité	Gaz inflammable
Température d'inflammation spontanée	531 °C
Vitesse de combustion	11,6 mm/mn (maximale pour flaque mince) (NMAB, 1980)
Vitesse spatiale de la flamme	1200 cm/s (maximale type obtenue au cours d'un ensemble de tests) (Blackmore, 1982)
Caractéristiques de la flamme	Pâte et légèrement lumineuse
Chaleur de combustion	940 kJ/mol
Produits de la combustion	Gaz carbonique et eau (1 m^3 de CO^2, de m^3 de H_2O et 7,5 m^3 de N_2 par m^3 de gaz; la teneur moyenne en CO_2 du gaz de combustion est de 11,8 p. 100 (LPG, 1982)
Température de combustion	1918 °C (LPG, 1982)
Risque de retour de flamme	La flamme peut parcourir une bonne distance de la source d'inflammation jusqu'au produit
Danger d'inflammation électrique	Le produit peut s'enflammer sous l'action d'une charge d'électricité statique
Autres propriétés	
Composition du produit commercial	92 p. 100 de méthane, 5 p. 100 d'éthane, 3 p. 100 de propane (voir chap. 3)
Viscosité (gaz)	0,0110 mPa . s (20 °C)
Viscosité (liquide)	0,204 mPa . s (- 165 °C)

* Teneurs: en méthane, 92 p. 100; en éthane, 5 p. 100; en propane, 3 p. 100 (calculées d'après Matheson (1980) à moins d'indication contraire).

Capacité calorifique	
pression constante	37,9 J/(mol . °C) (26,8 °C)
volume constant	29,5 J/(mol. °C) (26,8 °C)
taux de chaleur spécifique	1,285
Pression critique	4624 kPa
Température critique	- 71 °C
Conductivité thermique (gaz)	0,033 W/(m . K) (25 °C)
Conductivité thermique (liquide)	0,201 W/(m . K) (- 165 °C)

C. – ÉTUDES SUR LES PROPRIÉTÉS ET LE COMPORTEMENT

Changements de phase soudains ou explosions sans flamme. – Un changement soudain de phase ou une explosion sans flamme se produit parfois lorsque des hydrocarbures liquides froids, tel le gaz naturel liquéfié, se répandent sur l'eau. Une mince couche de gaz naturel liquéfié devient surchauffée à l'interface gaz/eau et subit une violente expansion qui l'amène à l'état de vapeurs. Il n'y a ni réaction chimique ni combustion. L'énergie déployée au cours d'un tel changement est de l'ordre de 2 kJ/cm^2 de superficie d'interface. L'énergie d'une seule explosion est limitée par la superficie qui peut être générée avant qu'une autre explosion se produise. Souvent les explosions prendront la forme de *pops*, étant donné que le mélange résultant d'une explosion empêche que se forme dans le même secteur une autre interface de liquide surchauffé. Les observations faites au cours de plusieurs études permettent d'affirmer que les changements de phase soudains ne se produisent, dans le cas de petites quantités de gaz répandu, que si la teneur en méthane est de 40 p. 100 ou moins (en volume). Des études récentes indiquent que de tels changements surviennent dans le cas d'une teneur en méthane supérieure à 40 p. 100 lorsqu'une grande quantité de gaz est répandue ou lorsque la teneur en propane est élevée. L'enrichissement par la concentration par ébullition du méthane serait la raison, postule-t-on, qui expliquerait les changements de phase soudains observés à l'occasion de déversements accidentels de gaz naturel liquéfié ayant au départ une teneur en méthane supérieure à 90 p. 100. Jusqu'à ce jour, les travaux de recherche sur le phénomène du changement de phase soudain du GNL donnent à penser que cela ne constitue pas un problème majeur (Enger, 1972; NMAB, 1980; Koopman, 1981).

De la déflagration à la détonation. – Plusieurs chercheurs ont étudié la combustion de gaz naturels afin de déterminer quelles sont les conditions qui provoquent le passage de la déflagration à la détonation. Les résultats obtenus jusqu'à maintenant indiquent qu'une détonation peut survenir lorsqu'il y a confinement; par ailleurs, un gaz naturel dont la teneur en méthane est de 90 p. 100 ou plus ne détonera pas s'il n'est pas confiné. Un mélange contenant 13,6 à 18,4 p. 100 ou plus détonera (USCG, 1980; Parnarouskis, 1980).

Combustion. – Plusieurs études ont porté sur la combustion du gaz naturel, la plupart du temps dans le cadre de déversements expérimentaux de gaz naturel liquéfié (GNL). La U.S. Coast Guard a fait des tests portant sur des feux de flaques de gaz sur un petit étang; les vitesses d'émission observées ont varié de 0,02 à 0,11 m^3 de GNL à la seconde. Les vitesses de combustion ont été de 4 x 10^{-4} m/s et plus et elles étaient corrélées avec les vitesses d'émission. Les températures de combustion étaient de 1500 K. L'énergie thermique émise variait de 210 à 220 kW/m^2, soit deux fois la valeur anticipée (la valeur la plus élevée a d'ailleurs été obtenue par d'autres chercheurs). La vitesse de propagation de la flamme atteignait 17 m/s. Aucune boule de feu ni

accélération de la flamme n'ont été observées. Toute la combustion a été classée «diffuse». L'inflammation du méthane par une surface chauffée requiert à la fois une superficie de surface suffisante et une température élevée (537 à 1200 °C, selon la superficie) (USCG, 1977, 1980; Parnarouskis, 1980; NMAB, 1980).

Une autre étude a porté sur les probabilités d'inflammation. À la suite de tests, on a conclu qu'il existait un large éventail de probabilités d'inflammation. La plupart des petites nappes ne s'enflamment pas; en revanche lorsque de grandes quantités de gaz sont répandues à la suite d'un accident subi par un bateau-citerne, il y a presque toujours inflammation (NMAB, 1980).

Une série de tests portant sur la combustion ont été réalisés en mer près de la Grande-Bretagne. Les résultats ont concordé avec ceux des tests déjà signalés. Les vitesses de propagation de la flamme ont varié de 5 à 28 m/s (la vitesse type étant de 12 m/s). La surpression maximale au cours de la combustion a été de 0,1 kPa. Le rayonnement thermique a été de 173 kW/m^2 dans le cas des incendies de nuages et de 203 kW/m^2 dans le cas des incendies de nappes. En général, les nuages brûlaient de façon stable, sans explosion. Les flammes propageaient les denses nuages de vapeurs comme des «murs de feu». Aucune boule de feu ne fut observée. Un des déversements donna lieu à un changement de phase soudain (Blackmore, 1982).

Inversion. – L'inversion brusque, le *rollover*, a été rapportée à plusieurs reprises. Si du GNL est ajouté dans une citerne contenant déjà un autre GNL (composition différente), il y a risque de stratification, à moins que le chargement ne génère un mélange. Si la couche inférieure est plus chaude et plus riche en méthane, la couche supérieure, de densité moindre, empêche la vaporisation. Le mélange entre les couches est lent et seule la couche supérieure est en équilibre thermique avec la phase gazeuse. À mesure que se réchauffe la couche retenue au fond, la différence de densité avec la couche du haut diminue jusqu'à finir par disparaître. À cet instant, les deux couches s'interpénètrent rapidement, d'où l'expression *inversion*. Lorsque se produit l'inversion, il y a un brusque dégagement de vapeurs, souvent inattendu. Le danger réside dans la surpressurisation de la citerne ou dans l'émission par la soupape de sûreté d'un gros nuage de vapeurs (NMAB, 1981; USCG, 1977).

Visibilité du nuage de vapeurs. – La condensation de la vapeur d'eau du gaz froid rend visible le nuage de vapeurs qui se forme à la suite d'un déversement de GNL. Une étude a montré que le nuage de vapeurs dégagé par du GNL répandu sur l'eau est visible au-dessus de la limite inférieure d'inflammabilité (5 p. 100). La teneur en eau à laquelle coïncidaient la limite inférieure d'inflammabilité et la limite de visibilité correspondait à une humidité relative de 50 p. 100 (Blackmore, 1982).

Vitesse d'évaporation. – Des mesures de la vitesse d'évaporation du GNL répandu à la surface de la mer ont donné 85 $g/m^2 \cdot s$ (Blackmore, 1982). Le lecteur trouvera ci-dessous un tableau indiquant les vitesses d'évaporation du GNL correspondant à différentes surfaces (NMAB, 1980). Ces vitesses sont calculées à l'aide de la formule $E = Bt^{1/2}$

où E = vitesse d'évaporation, en kg/m^2

B = constante tel qu'indiqué ci-dessous ($kg/m^2 \cdot s^{1/2}$)

t = temps

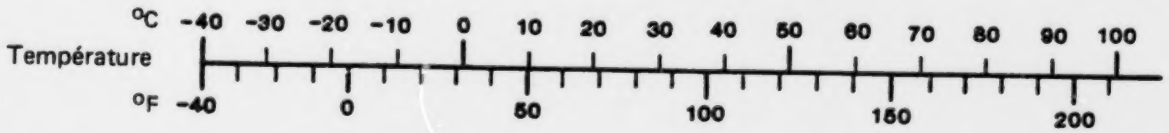
Matériau	B
Sable sec	0,53
Sable, teneur en eau de 1 à 3 p. 100	0,58
Sol, teneur en eau de 0 à 8 p. 100	0,50
Sol, non précisé	0,70
Sol humide (50 °C)	1,5
Sol sec (15 °C)	1,0
Sable humide	0,46
Béton isolé	0,047 - 0,088

Comportement sur l'eau. – Répandu sur l'eau, le GNL s'étale sans cesse jusqu'à ce qu'il soit tout évaporé. L'ébullition est rapide. Il ne se forme aucune couche de glace véritable, probablement parce que la force de l'ébullition empêche toute cohésion. La convection de l'eau rend la vitesse d'évaporation relativement constante dans le temps. Une étude rapporte la présence, après la combustion, d'une substance ayant l'apparence de la glace et continuant en quelque sorte à se consumer. Il ne fut pas possible alors de prélever un échantillon de ce qui semble être de l'eau de glace fondante dans laquelle se trouverait piégée du GNL (Parnarouskis, 1980). Une autre étude signale une vitesse d'étalement constante de 0,38 m/s (NMAB, 1980).

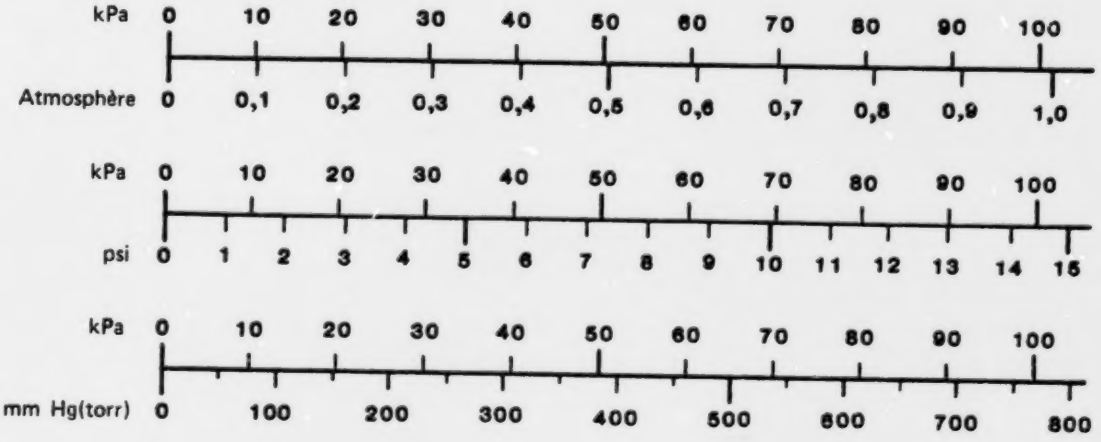
Comportement du panache. – Aux températures ambiantes, le gaz naturel a une densité inférieure à celle de l'air de sorte qu'il s'élève tout en se diffusant rapidement. Le GNL est à - 164 °C environ; la température des vapeurs émises se situera entre cela et la température de l'air ambiant. La densité de l'air et celle des vapeurs de gaz naturel s'équivalent quand ces dernières sont à - 73 °C (Konzek, 1982). Les vapeurs dégagées par le GNL répandu commencent par raser le sol, puis s'élèvent lentement à mesure que leur température approche la température de l'air ambiant. Lorsque le vent est faible et que les conditions atmosphériques sont stables, le mouvement du panache résulte d'abord du flux de gravité et il peut y avoir déplacement de l'air ambiant pendant un long moment (minutes) sans que ne se produise de mélange, selon les observations de Koopman, 1981. On a généralement rapporté que les plus petites fuites de GNL entraînent les plus légers panaches. Au cours d'une expérience, du GNL a été rejeté sous l'eau: il en est résulté un panache particulièrement léger, l'eau ayant un effet de réchauffement (Blackmore, 1982).

Tableau 1

GAZ NATUREL — **NOMOGRAMMES DE CONVERSION**



Pression — 1 kPa = 1 000 Pa



Viscosité

Dynamique — 1 Pa·s = 1 000 centipoises (cPo)

Cinématique — 1 m^2/s = 1 000 000 centistokes (cSt)

Teneur (de l'eau)

1 ppm ≅ 1 mg/l

Énergie (chaleur) — 1 kJ = 1 000 J

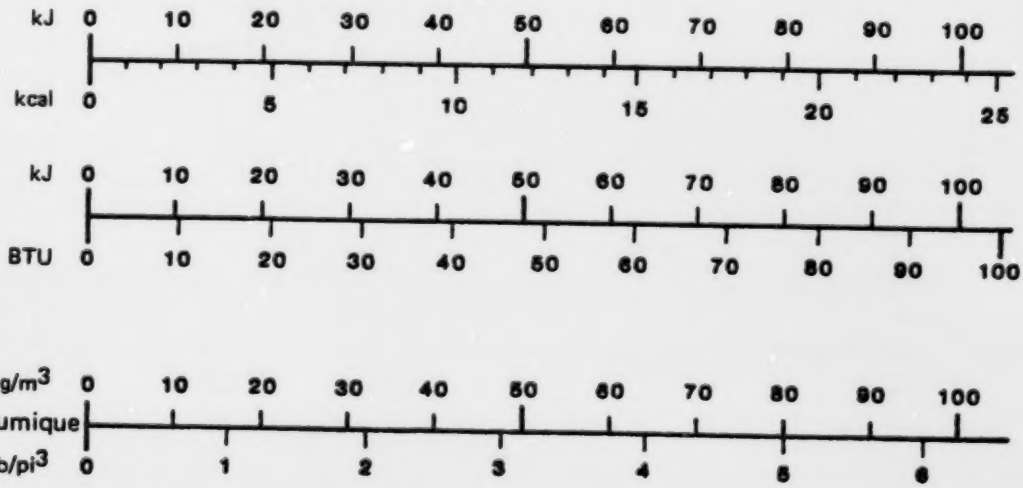


Figure 1

MÉTHANE

PRESSION DE VAPEUR EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE

Source: Chem. Eng., 1975

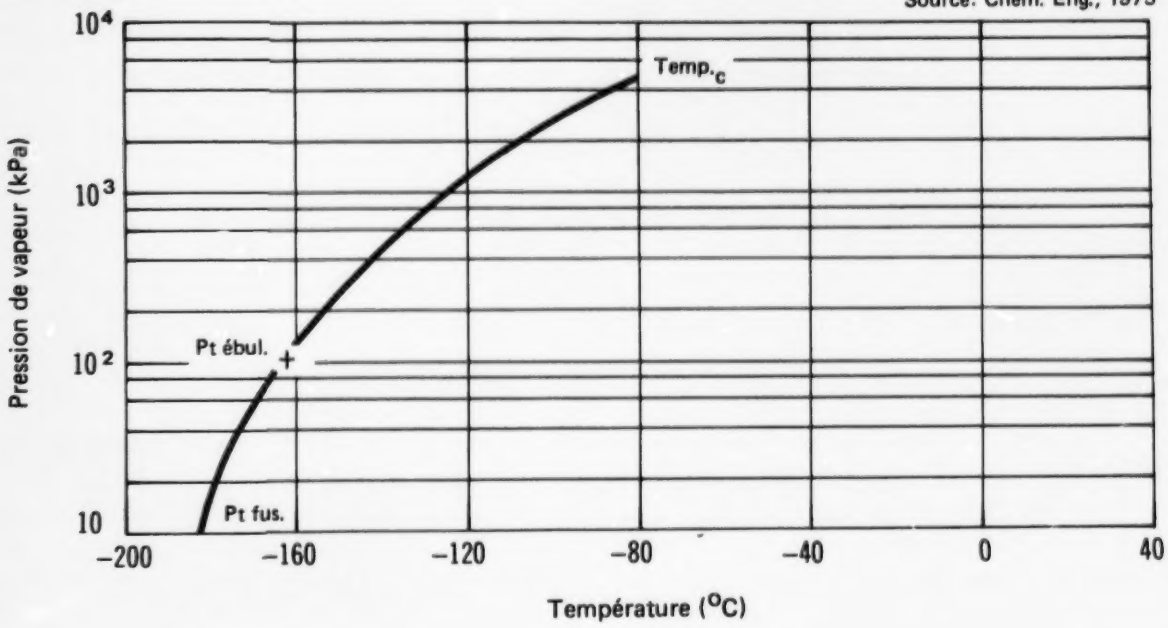


Figure 2

MÉTHANE

MASSE VOLUMIQUE EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE

Source: Chem. Eng., 1975

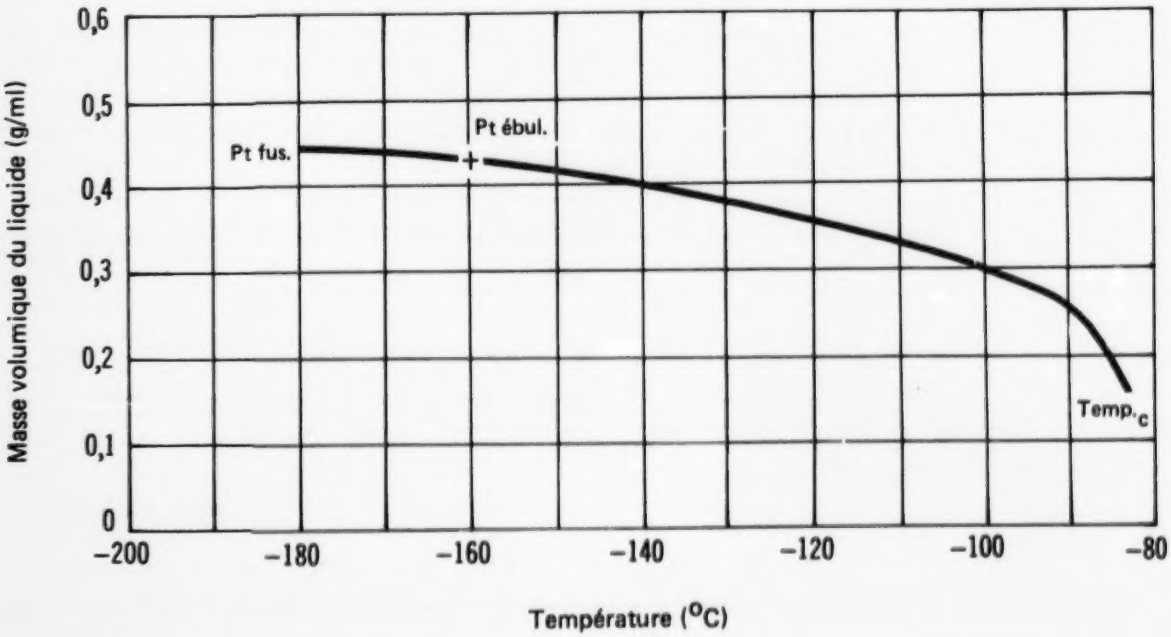


Figure 3

COMPOSITION D'UN GAZ NATUREL TYPIQUE

ÉQUILIBRE LIQUIDE/GAZ

Source: HNGE, 1959

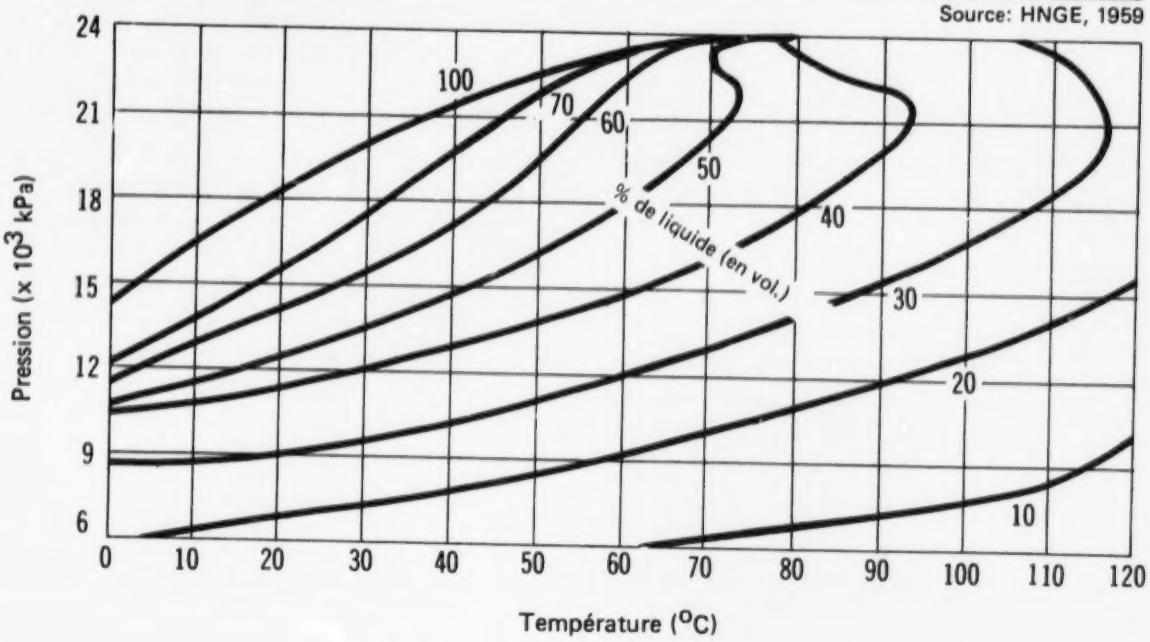


Figure 4

MÉTHANE LIQUÉFIÉ

VISCOSITÉ DU LIQUIDE
EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE

Source: Chem. Eng., 1975

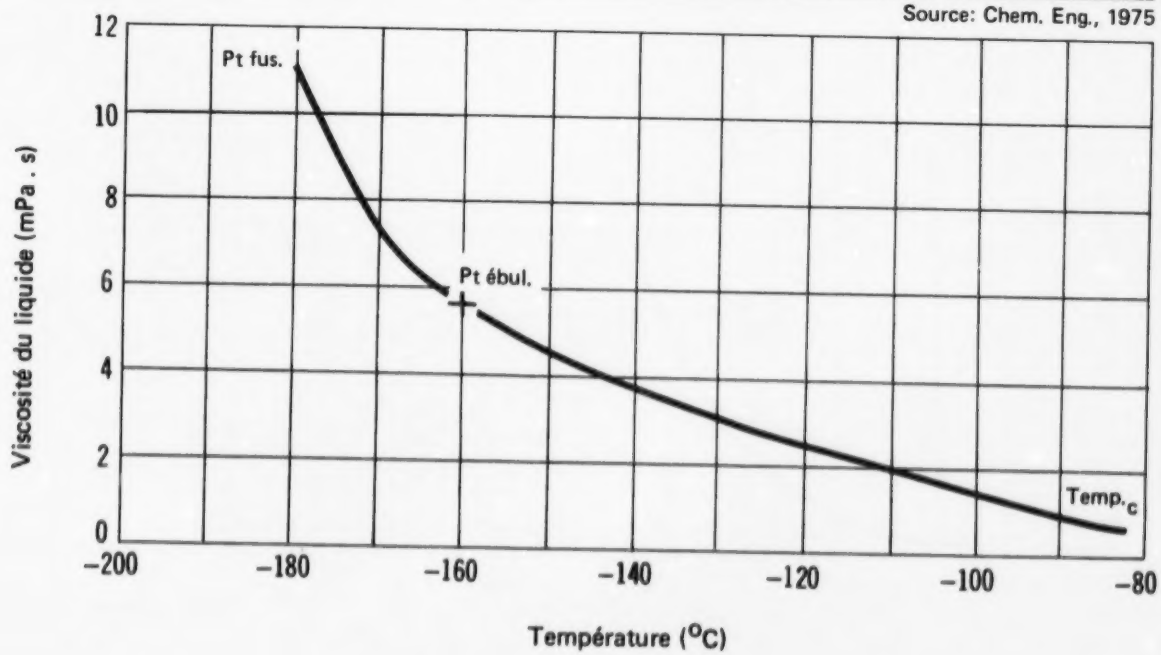


Figure 5

MÉTHANE

VISCOSITÉ DES VAPEURS EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE

Source: Chem. Eng., 1975

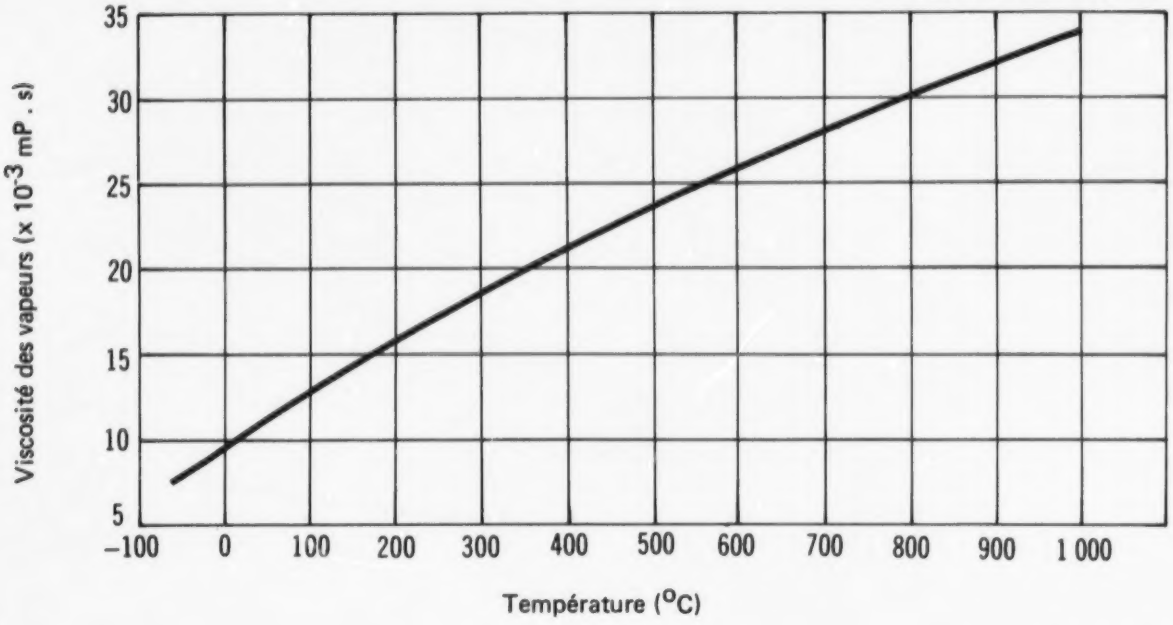
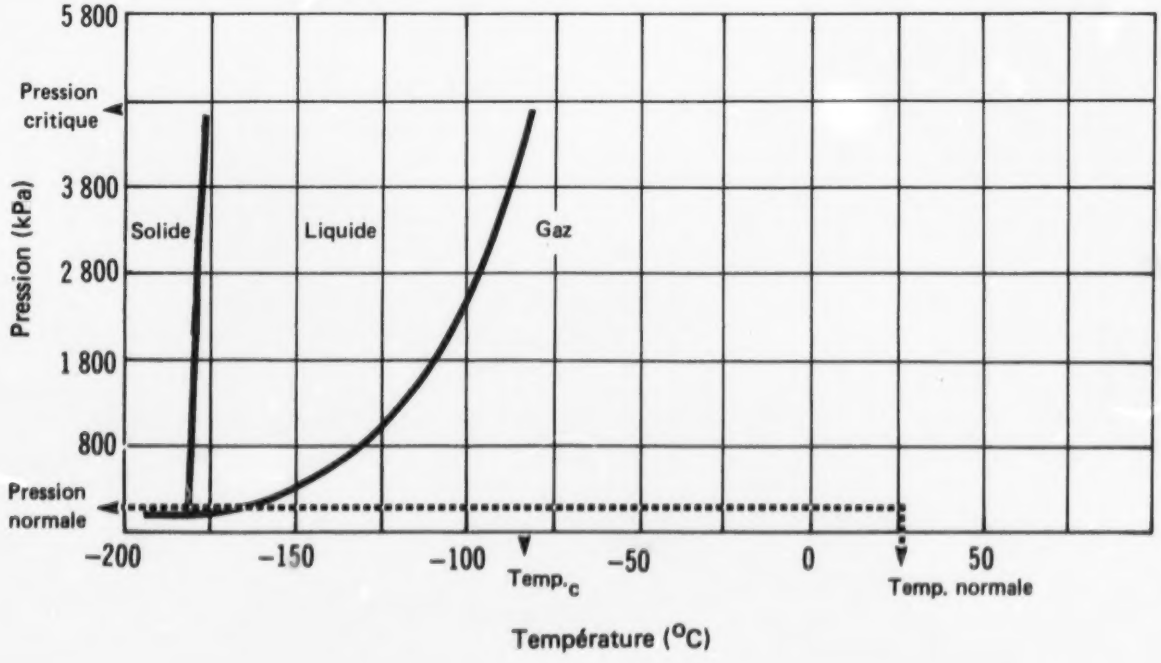


Figure 6

MÉTHANE

DIAGRAMME DE PHASES



3 PRODUCTION, TRANSPORT ET COMMERCE

3.1 Qualités et teneurs

La composition du gaz naturel varie beaucoup, en fonction des éléments qui suivent:

1) Composition. – Méthane, éthane, butane, propane, etc., à des teneurs variables;
2) Raffiné ou non traité. – Le gaz naturel non traité provient directement des gisements: il contient de l'hydrogène sulfuré, du gaz carbonique et des condensats. Ces substances indésirables sont en grande partie éliminées au cours des procédés de raffinage;
3) Corrosif ou non corrosif. – Le gaz naturel corrosif a des teneurs élevées en hydrogène sulfuré (H_2S) et autres composés sulfureux, alors que le non corrosif ne contient de ces substances qu'à de très faible teneurs;
4) Humide ou sec. – Le gaz naturel humide a des teneurs élevées en condensats (hydrocarbures lourds) et il est en quelque sorte semblable à l'essence, alors que le gaz sec ne contient que très peu de substances condensables;
5) Pouvoir calorifique. – Le pouvoir calorifique d'un mélange particulier peut être donné ou spécifié.

Le tableau ci-dessous donne un exemple des différences qui peuvent exister en ce qui concerne les caractéristiques mentionnées.

Caractéristiques de divers gaz naturels

Élément	Corrosif (non traité)	Non corrosif (non traité)	Raffiné
H_2S	7 à 12 % (en vol.)	0,017 à 0,022 %	Max.: 5 mg/m^3
CO_2	6 à 12 %	5,8 à 5,9 %	2 %
N_2	4 à 6 %	3 à 4 %	8 %
C_2 et plus élevé	5 à 20 %	5 à 20 %	5 à 20 %
Méthane	Restant	Restant	Restant
Sulfure organique	Max.: 500 ppm	Max.: 12 ppm	Max.: 50 ppm de S
Oxygène			Max.: 0,5 %
NO_x			Max.: 0,2 ppm
H_2O			Point de rosée: -5 °C
Pouvoir calorifique			36 000 ± 420 kJ/m^3

Le tableau ci-dessous présente un exemple des différences de composition entre gaz naturels (HNGE, 1959; Kirk-Othmer, 1980) (valeurs en pourcentage volumique (mol)).

Composition de divers gaz naturels

	Raffinés			Non traités							
	A	B	C	D	E	F[1]	G[2]	H	I	J	K
Méthane	73,5	73,1	95,6	94,1	76,5	72	88,8	96,7	98,5	70	65,8
Éthane	25,7	6,1	3,6	2,7	7,9	9,9	4,8	2,1	0,9	3,0	3,8
Propane	0,2	3,4	0,5	0,9	4,3	5,1	2,7	0,5	0,2	1,4	1,7

Composition de divers gaz naturels

	Raffinés			Non traités							
	A	B	C	D	E	F[1]	G[2]	H	I	J	K
Isobutane		0,2		0,2	1,2	0,7	0,4	0,1	0,1	0,3	0,4
n-Butane		0,6		0,3	1,9	1,7	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4
C_5 + supérieur				0,7	5,9	1,9	0,7	0,6	0,1		0,5
Azote	0,6	15,8	0,3		1,4		0,2				25,6
Gaz carbonique					0,7		2,3	0,3	0,3		
Hydrogène[3] sulfuré										15	

1. Attribué à un puits près de Leduc en Alberta.
2. Attribué à un puits près de Viking en Alberta.
3. La teneur en hydrogène sulfuré varie beaucoup, allant de parties par million dans le cas d'un gaz raffiné ou d'un gaz non corrosif à 5 à 10 p. 100 dans le cas d'un gaz corrosif. L'analyse du gaz d'un puits, en Alberta, a révélé une teneur en hydrogène sulfuré de 85 p. 100, ce qui est inhabituel mais indicateur des écarts possibles.

3.2 Producteurs situés au Canada (CMR, 1979)

3.2.1 Information générale. – Le gaz naturel provient d'un grand nombre de puits. (En 1979 seulement, plus de 3500 nouveaux puits commerciaux ont été forés.) L'Alberta produit 86 p. 100 de la production canadienne; la Colombie-Britannique, 12 p. 100; le reste étant produit par la Saskatchewan, l'Ontario et les Territoires du Nord-Ouest. La production nette, en 1979, s'est élevée à 64 000 000 m^3.

3.2.2 Usines de traitement du gaz naturel au Canada (Oil Week, 1984)

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Alberta				
Abee	1-32-61-22W4	Camel	D-DEA-C-R	310
Acadia	6-19-26-4W4	JSE Enterprises	A-D	28
Acadia Valley	13-12-26-2W4 (Graindale)	Acadia Valley Gas	D-C-Spn-R	178
Acheson	SW2-53-26W4	ICG Exploration	Ab-MEA	281
Alderson	W 10-28-15-15W4	PanCanadian	Ab-Stb-R	282
Alderson	6-2-16-15W4	PanCanadian	DEA	85
Alix	11-20-39-23W4	Landbank	R	187
Amisk	1-22-41-8W4	Dome Petroleum	C-R-IS	292
Ante Creek	NW 18-65-23W5	Amoco	R-D-MEA	282
Ante Creek	4-13-65-24W5	Amoco	R-Stb	56
Ante Creek	10-4-66-23W4	Amoco	R	282
Atim	10-19-54-26W4	Quasar	C-R	84
Bantry	15-23-18-14W4	Delta Consultants	R-DEA	22
Bantry	4-33-17-12W4	Goliad Ltd.	C-R-MEA	130
Bantry	8-19-13W4	Merland	C-D-MEA	394

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Baptiste	5-28-67-22W4	Gulf Canada	D-C-Spn-IS	296
Baptiste (Isl L)	8-68-23W4	Dome Petroleum	C-MEA	110
Baptiste	1-20-67-22W4	Marathon	R-IS	73
Bashaw	10-6-42-22W4	Gulf Canada	D-R	84
Bashaw	8-10-42-22W4	Home Oil	C-A	338
Bassano	10-5-22-18W4	PanCanadian	A	704
Beaverhill Lk	4-17-52-18W4	Merland	C-R	141
Belloy	7-18-78-2W6	BP Expln Ltd.	R-DEA	169
Bellshill Lk	1-35-41-13W4	Inelco Ind.	C-R	58
Bellshill Lk	3-28-41-12W4	Petro-Canada	R-MEA	60
Berry	4-30-27-11W4	Bow Valley	D-R-Spn	169
Berry	6-19-27-12W4	Bighart	R	34
Berry	2-4-27-13W4	Ladd Explor	R	64
Big Bend	13-36-66-27W4	Sulpetro	D-MEA	986
Big Bend	5-14-67-2W5	Home Oil	D-MEA	298
Big Bend	13-36-66-27W4	Pennzoil	D-IS	563
Big Bend	2-7-67-26W4	Dome Petroleum	D	212
Big Coulee	10-23-67-24W4	Cavalier	MEA	14
Bigoray	6-28-51-8W5	Amoco	R-MEA	375
Bigoray	9-8-51-9W5	J M Huber	R-DEA	30
Bigoray	10-7-51-9W5	Chevron	R-DEA	92
Bigoray	10-22-51-8W5	Norcen	R	84
Bigstone	10-61-22W5	Amoco	R-Sfl	1 577
Bittern Lk	11-27-46-21W4	BP Expln	D-R	169
Black Butte	1-18-1-8W4	Cdn-Montana	A-MEA	281
Black Diamond	10-12-19-2W5 (Hartell)	Suncor	R-MEA	347
Blood	7-8-6-22W4	Gulf	R	325
Blueberry Mtn	11-16-82-7W6	Dekalb	R-D	431
Bonnie Glen	SW17-47-27W4	Texaco Canada	Ab-MEA-R	3 097
Bonnie Glen	SW17-47-27W4	Texaco Canada	R-C-MEA-T-A	4 226
Boundary Lk	10/15-13-86-13W6	Golden Eagle	R-C-D-MEA	206
Boundary Lk	SE14-85-13W6	Esso Resources	A-D-MEA	789
Boundary Lk	S10-10-84-12W6	Golden Eagle	IS	17
Bouvier	15-29-70-24W4	Dome	C-D-MEA	148
Braeburn	16-19-77-10W6	Dome	D-C-MEA	158
Brazeau R.	W10-44-12W5 (Nordegg R.)	Canterra	A-D-MEA	1 897
Brazeau	16-35-48-12W5	Chevron	R-D-DEA	282
Brazeau-Elk R.	4-6-47-12W5	Dome Petroleum	R-DEA	199
Brazeau R.	1/12-46-14W5	Dome	Ab-DEA-R	6 180
Brazeau	SW31-48-12W5	Petro-Canada	R	509
Bruce	SW6-47-15W4	Norcen	A-C	845
Buffalo Lk	11-24-41-21W4 (Regnier)	Gulf Canada	C-R-Spn	197
Buffalo Lk	N11-25-42-21W4	Kandex	R	99
Burnt Timber	10-13-30-7W5	Shell Canada	A-Sfl	3 610
Cache	1-32-59-13W4	Brenda Mines	C-D	424
Calling Lk	S1-20-70-22W4	Suncor	DEA-C-D-R	282
Calling Lk	33-71-17W4	Suncor	D	423

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Campbell-Namao	13-12-54-25W4	Oakland	R-IS	127
Camrose	1-25-46-19W4	Ranger	R-D-C	141
Carbon	3/6-3-29-23W4	Bumper	A	201
Carbon	8-17-29-22W4	Can. Western NG	R	3 944
Caroline	12-36-34-6W5	Altana	R-MEA	366
Caroline	3/4-20-34-4W5	Dome	A-R-DEA	1 520
Caroline	1-11-35-6W5	Dome Petroleum	R-DEA-C	1 479
Caroline	3-26-33-6W5 (Wwd Ho)	Citadel	R-DEA	510
Carrot Ck.	2-18-52-11W5	Amoco	R	875
Carrot Ck.-Granada	10-16-53-13W5	Sabine	R-C	225
Carson Ck.	N4-23-61-12W5	Mobil Oil	R-Ab-DEA	2 450
Carstairs	7-13-30-2W5	Lochfayne	R	43
Carstairs-Crsfld	SE3-30-2W5	Home Oil	R-Ab-DEA-C	9 861
Castor	4-3-38-13W4	Sulpetro	D-R-Spn	42
Cecil	6-10-84-8W6	Shell Canada	R	149
Cessford	4-15-27-15W4	Amerada	A-D	620
Cessford	11-11-26-15W4	Flamingo	R-D-DEA	72
Cessford	7-17-26-14W4	Francana	R	197
Cessford	2-8-24-12W4	HBOG-Candel	C-R	3 521
Cessford	7-5-26-12W4	Sabine	C-R	141
Cessford	2-31-22-11W4	Placer-CEGO	A-D	620
Cessford	3-6-24-10W4	Canterra	A-D	239
Chain	7-23-33-16W4	Citadel Res.	A-R	212
Chard	14-32-79-5W4	Paramount	C	230
Cherhill	4-24-56-5W5	Dome Petroleum	R-DEA	127
Chigwell	11-8-41-23W4	Bluesky Oil	R-D	142
Chigwell	9-7-41-24W4	Esso Resources		
Chigwell	5-22-41-25W4	Ladd Expl.	R	57
Chinchaga	N5-32-98-7W6	Chevron	CO_2 strip	241
Chin Lake	N7-9-9-17W4	Koch Expl (pilot)	CRemsweet	84
Chip Lake	10-29-53-10W5	Lario O & G	R-Stb	135
Clive	6-24-40-24W5	Blake Min	R-D	56
Cluny	4-1-22-21W4 (Gleichen)	KanEnergy	R	148
Coleman	SE11-8-5W5 (Savanna Ck)	Saratoga Proc.	Ab-MEA	1 465
Compeer	6-26-33-2W4	Western Decalta	R-Sw	183
Connorsville	9-32-25-15W4	Petro-Canada	R-D-Ab	563
Corbett Ck	13-26-61-8W5	North Canadian	D-C-R-Spn	254
Countess	12-33-22-18W4 (Makepeace)	PanCanadian	Ab-D-C	1 410
Countess	10-20-18-15W4	PanCanadian	R-DEA	172
Countess	8-36-20-16W4	Suncor	A-D	620
Coyote	NE33-28-15W4	Maynard	R	338
Cranberry	4-20-96-3W6	Shell	Selexol-R-D	443
Cranberry	4-20-96-3W6	Shell	R-C	540
Cranberry	1-24-96-5W6 (Chinchaga)	Dome Petroleum	R-C-DEA	2 500
Crossfield	8-20-30-3W5	Steen Resources	D-C-Spn-R	56

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Crossfield	1-2-26-29W4 (Balzac)	Petrogas	R-Ab-DEA-Sfn	8 988
Crossfield E.	9-14-28-1W5	Amoco	R-Sfl-C-Sfn	5 128
Crossfield E.	9-14-28-1W5	Procor	S granules	
Crystal	16-26-45-4W5	Bumper Dev.	R	113
Cutbank-Route	7-16-62-8W6	Dome Petroleum	R	1 981
Cyn-Pem	7-7-51-11W5	Highland Res.	R	169
Cyn-Pem	9-16-51-11W5	Champlin	R	23
Davey	11-35-34-27W4	Can. Superior	D-R	268
Deanne	6-36-38-11W5 (Phoenix)	Can. Occid.	R	42
Dobson	8-21-29-9W4	Sundance	R-C-Stb	141
Drumheller	6-33-30-19W4	Bluesky	R	169
Drumheller	10-23-29-20W4	Dome Petroleum	A-R	1 375
Duhamel	3-32-45-21W4	Mobil Oil	R	106
Duhamel	5-31-45-20W4 (Bittern L.)	Panther Res.	Sepasolv	275
Dunvegan	15-3-81-4W6	Anderson Exp.	R-Spn-A	6 762
Eaglesham	5-13-77-26W5	Can. Occidental	R	225
Eaglesham S.	2-14-77-25W5	Dome	R-DEA	113
Edson	3/4-11-53-18W5	Dome	R-A-DEA	10 537
Edson	10-30-52-17W5	Sabine	R	70
Edson	16-15-53-18W5	Sabine	A-R	206
Edson	1-13-54-19W5	Sabine	R	112
Elmworth	4-8-69-8W6	Sulpetro	R	3 381
Elmworth	7-5-69-9W6	Sulpetro	IS	425
Elmworth	SE8-70-11W6	Can. Hunter	A	12 678
Elnora	5-19-35-22W4	Kerr McGee	D-C-R	510
Enchant	10-35-15-16W4	Int. Mogul	R	85
Enchant	11-35-13-17W4	Suncor	A-Spn	563
Entice	SE24-28-24W4	Canterra	A	289
Entice	10-7-28-23W4	PanCanadian	C-R-D-Stb	197
Esther	6-9-31-1W4 (N. Sibbald)	Gulf	C-D-IS	141
Fairydell Bon.Acc.	NE-20-56-23W4	NUL	R	423
Fenn-Big Valley	8-27-35-19W4	Merland	R-C	226
Ferintosh	8-12-44-21W4	Hewitt Oil	R-D	141
Ferrier	2-6-41-7W5	Amerada	R	2 817
Ferrier	14-20-38-7W5	Esso Resources	R-D	280
Ferrier	SE34-40-9W5	Norcen	R-D	580
Ferrier	7-24-39-9W5	Oriole	R-Deeth	42
Ferrier	9-22-39-8W5	Petro-Canada	R	225
Ferrier	1-20-39-7W5	Texas Pac.	R	563
Ferrybank	14-11-45-27W4	Chevron	R-D-Deeth	148
Ferrybank	3-31-44-27W4	Kerr McGee	R	240
Ferrybank	2-1-44-28W4	PanCanadian	R	732
Ferrybank	5-21-45-27W4	Cimarron	R-DEA	225
Ferrybank	14-33-43-27W4	Ocelot	R-DEA	230
Forestburg	13-14-42-16W4 (Heisler)	Signalta	R-C	369

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Fort Saskatchewan	N14/S23-55-22W4	Dome	IS-Fcn	7 840
Fort Saskatchewan	S14-55-22W4	Chevron	Fcn	4 452
Galloway	14-14-53-20W5	Ranger	R-DEA	434
Garden Plains	W15-33-13W5	Eden Gas	A-C	282
Garrington	2-20-34-3W5	Amerada	D-C	197
Garrington	13-5-34-3W5	Dekalb	R	304
Garrington	11-17-34-3W5	Dome Petroleum	R-A-C	563
George	9-7-82-5W6	Sundance	D-R-Stb	431
Ghost Pine	8-11-31-21W4	Gulf Canada (Morrin)	D-R	3 099
Ghost Pine	10-4-32-23W4	Canterra	C-D-R	85
Gilby	6-21-40-2W5	PanCanadian	R-D-C	59
Gilby	10-10-41-3W5	ICG	A-IS	341
Gilby	1-24-41-3W5	Chevron	A-Ds	620
Gilby	6-36-40-3W5	Gen. American	R-D-C	71
Gilby	6-13-40-3W5	Gulf Canada	A-Ds	704
Gilby	8-26-40-3W5	Dome	A-Ds	254
Gilby	9-12-41-4W5	Dome	R	130
Gilby	10-8-41-1W5	Norcen	D-R-Dth	99
Gilby	2-27-40-3W5	Petro-Canada	Dth-R-DEA	704
Gilby	7-27-40-3W5	Petro-Canada	D-C-R	118
Gilby	15-22-40-3W5	Texaco Canada	A-R-Ds	1 634
Gilby	10-12-41-3W5	Total Petroleum	A-Ds-DEA	282
Gilby-Med. R.	5-5-40-3W5	Petro-Canada	R-A-MEA	793
Girous Lk-Steele	10-11-66-22W4	Merland	R	85
Gladys (Blackie)	6-15-20-27W4	Sabine	R	148
Gleichen	2-30-22-22W4 (Blackfoot)	Grand Pix	C	85
Gold Creek	NW27-67-5W6	Petro-Canada	R-DEA	648
Golden Spike	NW22-51-27-W4	Esso Resources	C-Cyc-DEA	197
Goodwin	10-36-59-13W5	Ranchmen's	R	9
Gordondale	NW24-79-11W6	Shell	D	432
Graham	11-19-80-4W4	ICG	C	1 568
Granor	7-25-83-18W4	Paramount	C	437
Greencourt	9-26-59-9W5	Petro-Canada	D-Ab	1 050
Gunn	14-8-55-3W5	Glenora Res	R	57
Hackett	11-20-3517W4	Bow Valley	R-C-D	197
Halkirk	2-34-38-16W4	Husky	R	141
Hanlan	11/12-49-20W5	Gulf Canada	R-DEA-Sfn	8 610
Hanna	2-36-31-14W4	Gulf Canada	R	85
Hanna	6-1-31-14W4	Samedan	C-D-Spn-R	113
Hanna	SE25-31-14W4	Westcoast Petroleum	A-R	508
Hardisty	NW20-42-9W4	Gibson	Fcn	340
Harmattan	9-27-31-4W5	Can. Superior	R-DEA	13 890
Harmattan	10-27-31-4W5	Can. Superior	Sfl	704
Harmattan Elkton	2-3-31-4W5	Home Oil	R-MEA	141
Haro (Bassett)	10-29-106-5W6	Can. Hunter	C-D-R-Spn	113
Haro (Haig R.)	11-33-104-5W6	Can. Hunter	D-R-C-Spn	225
Heisler	4-26-41-16W4	Voyager	R-C	56
Hercules	6-34-51-23W4	Redco Expl.	D-R	85
Highvale	10-4-51-4W5	Andex	R-MEA-Dth	211

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Hill	10-33-85-11W6 (Clear R.)	Conwest	R	28
Holmberg	11-16-44-18W4	Ranchmen's	R-D	197
Homeglen-Rimbey	S5-44-1W5	Gulf Canada	Ab-R-MEA	11 918
Hotchkiss	2-35-94-2W6	Dome Petroleum	C-D	585
Hotchkiss	6-6-94-1W6	Dome Petroleum	IS	80
Hotchkiss	7-13-94-3W6	Paloma	C	168
Hotchkiss	SW35-94-2W6	West. Decalta	C-D-Sfl	563
Hotchkiss	7-31-93-1W6	West. Decalta	IS-D	58
House Algar	16-1-82-17W4	Chevron	IS-C	211
Hudson	4-31-30-2W4	Petrodyne	R-Stb	169
Hussar	13-36-24-21W4	Canterra	R	2 367
Hussar	6-33-24-18W4	Czar Resources	C-D-R-Ab	316
Hussar	2-1-27-21W4	Pennzoil	D-D-R	437
Hussar	14/15-1-24-22W4	PanCanadian	R-C	790
Huxley	6-17-34-24W4	Francana	A	352
Inland (Lavoy W)	4-25-51-15W4	Dome Petroleum	D-R-C-Sp-St	211
Innisfail	1-3-35-1W5	Shell Canada	R-MEA	564
Irish	5-27-50-10W4	Sulpetro	R-C	566
Jarvie	15-5-62-1W5	Canterra	R	324
Joarcam	13-11-48-20W4	Bow Valley	R	113
Joarcam	7-14-50-22W4	Norcen	R	85
Joffre	13-12-38-27W4	Suncor	R	170
Joffre N.	11-31-39-26W4	Bluesky	R-C	28
Joffre	14-36-38-27W4	Chevron	R-C-Dth	254
Joffre	15-17-39-26W4	Esso Resources	R-A-MEA	127
Joffre	16-12-38-25W4	Petromark Min.	R-C	23
Josephine	NE1-83-10W6	Amoco	R-D	1 409
Judy Creek	15-25-64-11W5	Esso Resources	A-R-MEA	7 466
Judy Creek	19-64-11W5	Norcen	A-D	141
Judy Creek	1-21-63-11W5	Sceptre Oils	R-D	141
Judy Creek	8-24-63-10W5	Canterra	C-R	113
Jumping Pound	13-13-25-5W5	Shell Canada	R-Ab-MEA	7 262
Karr	NW10-65-2W6	Can. Hunter	R	1 195
Kaybob	8-9-64-19W5	Petro-Canada	C-R-DEA	3 149
Kaybob	11-36-63-19W5	Conwest	D-R-C	56
Kaybob S. (Fir.)	15-59-18W5	Chevron III	Ab-R-DEA	13 805
Kaybob S.	1/12-62-20W5	Dome 1	Ab-R-DEA	6 395
Kaybob S.	3/4-12-62-20W5	Dome 2	Ab-R-DEA	4 790
Kaybob S.	13-22-60-19W5	Dome	C-D-R-Spn	445
Kaybob	1-4-62-21W5	Dome Petroleum	R-Spn-Stb	423
Kaybob S.	9-34-60-18W5	Numac	R	184
Kaybob S.	10-22-61-20W5	Samedan	C-D-R-Stb	28
Killam	10-27-42-13W4	Husky	C-D-MEA	141
Killam	4-5-44-9W4	Ranger	D-R	282
Killam	10-11-46-14W4	Ranger	C	85
Killam	12-23-43-11W4	Suncor	A	564
Killam (Hattie L.)	14-16-46-12W4	Voyager	R-D	283
Killam	1-17-42-13W4	Zoller & Danneberg	D-C-DEA	169
Killam N.	8-14-44-13W4	Can. Superior	R-C	67

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Killam N.	SW5-45-12W4	Voyager	IS	704
Killam	SW27-41-13W4 (Sedgwick)	Voyager	Ab-DGA	56
Killam (Hardisty)	15-11-43-9W4	Voyager	R-C	225
Kirby	NW25-73-5W4	Amoco	D-C	1 500
Kirkwall	1-29-27-5W4	Bonanza	R	140
Knobhill	3-23-46-2W5	Texaco Canada	D-R-DEA	57
Knopcik	9-10-74-11W6	Turbo	R-C	398
Lacombe	7-28-40-26W4	Sulpetro	R-C	145
Leahurst	15-18-40-18W4	Husky	A	282
Leahurst-Gadsby	6-16-39-19W4	Czar Resources	R-C-Ds	169
Leaman/Niton	11-10-56-11W5	Dome Petroleum	D-R	502
Leduc/Wbd	2-34-50-26W4	Esso Resources	C-R-MEA	1 071
Leduc-Wbd	5-20-49-25W4	West. Decalta	D-R-DGA	141
Leedale	7-11-43-4W5	TransCanada GP	D-Spn	113
Leo	NW24-36-17W4	Wainoco	R	563
Liege	6-29-92-20W4	Paramount		1 000
Little Bow-Travers	16-31-14-18W4	Dome Petroleum	R-DEA-C	524
Lone Pine Ck	6-27-29-28W4	Can. Superior	R-DEA	986
Lone Pine Ck	6-23-30-28W4	Dome	R-C-DEA	2 096
Long Coulee	6-30-15-21W4	PanCanadian	R-DEA	230
Lookout Butte	4-13-2-29W4	Gulf Canada	R-d	840
MacLeod R.	7-34-54-14W5	Norcen	R	147
Magee	11-20-42-25W4	Can. Reserve	R	169
Majeau Lake	9-16-57-3W5	Bonanza	R	395
Manyberries	6-18-6-6-W4	Cimarron	R	60
Maple Glen	15-36-36-16W4 (Leo)	Wainoco	C-R	310
Marten Hills	18-76-25W4	Amoco	A-D-C	4 029
Marten Hills	11-20-74-23W4	Atco	MEA	99
Marten Hills	14-22-74-24W4	Home Oil	D-IS	704
Marten Hills	NW29-74-25W4	Home Oil	D-Sw-MEA	237
Matziwin	6-10-23-14W4	Oakwood Petroleum	D-R	70
Meanook	6-10-63-22W4	Dome Petroleum	DEA-Sw	148
Medicine R.	6-16-38-4W5	Dome Petroleum	R-Spn	225
Medicine R.	10-14-39-3W5	Sabine	R-DEA	173
Michichi	SW8-31-18W4	Maynard	C	169
Mikwan	10-8-37-23W4	Ceja Corp	A-D-R	394
Mikwan	9-21-38-23W4	Cimarron	R	29
Mikwan	9-16-37-22W4	Pancana	R	200
Minnehik-Buck Lk	10-5-46-6W5	Sulpetro	A-C-MEA	3 043
Mirage	10-2-79-8W6	Anderson Exp	C	44
Mitsue	30-72-4W5	Chevron	R	850
Mitsue	7-28-71-2W5	Landbank	D-Spn	235
Monitor	10-3-35-4W4	Altana	C-D-R-Sw	141
Morinville	SE26-54-25W4	Norcen	Ab	564
Morley	NE2-26-7W5	PanCanadian	R-C-Selexol	282
Mundare	9-28-53-18W4	Voyager	R	423
Nevis	15-22-39-22W4	Chevron	R-DEA	2 254
Nevis	NW7-41-22W4	Dekalb	R	884
Nevis	9-33-38-22W4	Gulf Canada	Ab-R-MEA	3 522

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Nipisi	30-72-4W5	Amoco	R	704
Niton	16-55-13W5	Altana	D-R	141
Niton	14-18-54-12W5	Esso Resources	R-Dth	1 784
Niton (McLeod)	7-34-54-14W5	Norcen	D-R	147
Normandville	13-9-79-22W5	Norcen	R-C	217
Okotoks	SW27-20-29W4	Kidd Creek Mines	A-MEA	981
Olds	6-18-32-1W5	Amerada	R-Ab-MEA	2 381
Olds	16-21-33-1W5	Norcen	C-D-R	54
Open Creek	9/10-34-42-5W5	Texaco	R-DEA	225
Oyen	16-26-29-4W4	Amer. Trading	A-D	70
Oyen	SW3-28-3W4	Dorchester	R-D	70
Oyen	14-36-28-5W4	Dome	A	113
Oyen	11-17-29-4W4	Canterra	C-D-Spn-A	113
Paddle R.	13-6-57-8W5	Can. Oxy	R-D-MEA-T	2 440
Parflesh	12-1-25-22W4	PanCanadian	A-D	56
Parkland	NE7-11-15-27W4	Czar Res.	R	846
Peco	12-1-49-16W5	Ocelot	R-C	986
Peco N.	11-27-48-16W5	Novalta	D-R	99
Pembina-Alder Fl.	10-25-45-9W5	Dome Petroleum	R	28
Pembina	SW2-50-6W5	Amoco	R	366
Pembina	9-17-50-7W5 (Lobstick)	Amoco	R	1 250
Pembina	NW24-48-7W5	Amoco	Fcn-NGL	1 145
Pembina	NW25-48-7W5	Amoco Stn 1	R	232
Pembina	E15-47-7W5	Amcoo Stn 2	R	453
Pembina	NE5-49-7W5	Amoco Stn 3	R	310
Pembina	NE16-49-8W5	Mobil Stn 4	R	310
Pembina	SW2-48-8W5	Amoco Stn 5	R	197
Pembina	SW34-47-9W5	Amoco Stn 7	R	387
Pembina	SW5-49-9W5	Amoco Stn 8	R	310
Pembina-Bigoray	17-50-7W5	Amoco	R	564
Pembina	6-15-48-3W5	Dome Petroleum	R	211
Pembina	NE36-47-4W5	West Decalta	D-R-Dth	94
Pembina	11-31-49-5W5	Lorne H Reed	R	56
Pembina	5-35-48-4W5	Can. Oxy	R	580
Pembina	15-22-48-2W5	Star Oil & Gas	D-R	141
Pembina	13-22-49-10W5	Texaco Canada	R-MEA	296
Pembina W.	11-22-49-12W5	Chevron/Norcen	R-C-DEA	838
Penhold	10-30-36-27W4	Ceja Corp	R	186
Phoenix	7-21-39-10W5	PanCanadian	Ab-D	70
Pincher Ck.	S23-4-29W4	Gulf Canada	A-DEA	2 536
Pouce Coupe	7-8-80-12W4	Shell Canada	D-Spn-R	85
Princess	12-12-20-12W4	Chevron	A-MEA	366
Provost-Amisk	7-20-40-10W4	Sulpetro	R-DEA	85
Provost	9-2-35-9W4	Nova	A-C	564
Provost	2-2-37-13W4	Aries Res	R	259
Provost	11-14-39-7W4	Carlyle Eagle	MEA	14
Provost (Choice)	5-27-40-10W4	Blake Min	R	197
Provost (Choice)	10-21-40-9W4	Dome Petroleum	D-Ab-DEA	28
Provost	7-34-34-6W4	Chieftain	A	338

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Provost	5-16-33-7W4	Placer CEGO	C-R	158
Provost	10-12-36-8W4	TransC. Res.	A	338
Provost (Castor)	4/5-3-38-13W4	Dome Petroleum	C-A	564
Provost	3-30-37-2W4	Dome Petroleum	C-D-A	268
Provost	2-2-39-11W4	Dome Petroleum	A-Ds	564
Provost (Choice)	NW17-40-9W4	Dome Petroleum	A-Stb	281
Provost-Kirk L.	13-9-33-8W4	Dome Petroleum	R	47
Provost	2-3-35-5W4 (Monitor)	Dome Petroleum	D-C-Spn-R	183
Provost	12-5-39-8W4 (Kessler)	Norcen	A	169
Provost	8-19-36-5W4	Provo Gas	A-R	2 000
Provost	NW5-39-8W4 (Kessler)	Ranchmen's	R	169
Provost	NE31-37-2W4	Norcen	C-D-R	189
Provost	15-20-34-8W4	Canterra	R-Spn	282
Provost	6-7-33-8W4	Canterra	R	99
Quirk Ck	4-21-4W5	Esso Resources	D-R-DEA-Sfl	2 635
Rainbow	10-10-109-8W6	Canterra	R-MEA	2 800
Rainbow	12-23-110-7W6	Esso Resources	D-MEA-R	373
Rainbow	10-110-6W6	Mobil Oil	R	592
Rainbow S.	25-7-108-6W6	Petro-Canada	C-D-R-Spn	404
Ram River	6-2-37-10W5	Canterra	R-DEA-Sfn	17 749
Redwater	8-25-57-23W4	Star Oil	R-C-Stb	183
Redwater (Lamont)	5-14-55-19W4	Voyager	R	282
Redwater	SE29-57-21W4	Esso Resources	R-MEA	648
Redwater	15-16-56-20W4	NSM Resources	R	85
Red Willow	6-20-40-16W4	Husky	D-MEA	99
Red Willow	14-11-39-16W4	Merland	D-C-R	99
Red Willow	16-28-38-15W4	Pangaea	R	113
Retlaw (Turin)	12-19-12-18W4	Turin Gas	D-R-DEA	423
Retlaw	11-2-13-19W4	Home Oil	A-D-C-IS	248
Rich	16-22-35-21W4	Kerr McGee	R	88
Rich	1-19-35-21W4	Ranger Oil	C-D-Spn-Dth	158
Richdale	7-9-30-12W4	Dome Petroleum	A-R-D-Stb	282
Ricinus	6-31-33-7W5 (Bearberry)	Amerada	D-R	240
Ricinus	11-30-35-8W5	Amoco	R-Cyc	3 255
Rockyford	10-24-26-23W4	West. Decalta	A	176
Rosalind	11-16-44-18W4	Ranchman's Res.	R-D-C	196
Rosevear	11-24-55-15W5	Alta. Helium	Dif. memb	85
Rosevear	NE11-54-15W5	Shell Canada	Sfl-R	1 700
Rosevear	NE33-54-15W5	Suncor	A-DEA	1 042
Roxana	10-27-78-19W5	Coop Energy	R-DEA	43
Saleski	8-36-86-19W4	Paramount	C-IS	148
Samson	11-9-44-24W4	Lindstrom Res	R-D-C	85
Scandia	16-35-16-16W4	PanCanadian	C-D-R	56
Sedalia	SW26-30-4W4	Amoco	C-D-R	240
Sedalia	1-13-30-5W4	Atco	R-D-C	268
Sedalia	9-29-31-5W4	Placer CEGO	A-Ds	200

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Sedgwick	7-21-42-12W4	Merland	R-C	85
Sedgwick	2-6-42-12W4	Petro-Canada	D-C-Sw-MEA	169
Sibbald	5-6-28-2W4	Suncor	A-Ds	197
Simonette	NE6-63-25W5	Shell Canada	Ab-R-Sfl	1 042
Sinclair	SW19-72-11W6 (Goodfare)	Dome	R	1 970
Sinclair (Hythe)	NW18-74-12W6	Chieftain	R-Sfl-MCRC	3 662
Sounding	11-29-30-9W4	Union Oil	D-R	282
S. Wapiti	NE36-67-9W6	Can Hunter	R	8 452
Spiers	6-28-34-15W4	Poco Petroleum	R-C	196
Stanmore	5-1-29-12W4	Provident	R	845
Stanmore	11-16-30-10W4	Ryerson	R-C	105
Stanmore	7-9-30-10W4	Westcoast Prod.	A	507
Steele	14-34-65-24W4 (Bap. L.)	Champlin Petroleum	A-C-Spn-DEA	576
Steele	10-19-66-24W4	Dome Petroleum	D-Sw-A	254
Stettler N.	16-19-39-19W4	Bow Valley	D-R-C	113
Strachan	11-35-37-9W5	Gulf Canada	R-DEA-T	7 748
Strathmore	16-21-22-25W4	PanCanadian	R	340
Strome	6-24-44-16W4	Cabre	R-C	86
Strome/Holmberg	NW14-44-17W4	Francana	D-R-MEA	380
Sturgeon Lk	SE2-69-22W5	Dome	R-C-Sfl	642
Sturgeon Lk. S.	15-8-70-23W5	Pennzoil	D-R-Stb	113
Suffield	4-3-19-9W4	Alta Energy	R-C-IS	991
Sullivan Lake	1-25-35-14W4	Czar	R	56
Sundance	7-9-54-21W5	Dome Petroleum	IS	70
Sundance	6-25-54-21W5	Dome	R-C-Sfl	440
Sunnynook	10-26-26-11W4	Bow Valley	R-D-Stb	141
Swalwell	14-35-29-24W4	Bumper	C-R-D	676
Swalwell	15-33-29-24W4	Gulf Canada	A	113
Swan Hills	10-32-67-9W5	Petro-Canada	D-C-A	197
Swan Hills	1-8-70-10W5	Shell Canada	C-R-Dth-Sfl	254
Swan Hills	3-18-67-10W5	Esso	MEA	1 560
Swan Hills	10-28-69-10W5	Wainoco	IS-R	6
Sylvan Lk	1-21-38-2W5	Chevron	R-Spn	811
Sylvan Lk	13-25-37-3W5	Gen. American	A	845
Sylvan Lk	14-32-37-3W5 (Med R)	Dome	A-R-MEA	1 831
Sylvan Lk	10-3-38-2W5	Quasar	C-D-R	56
Sylvan Lk	10-12-38-3W5	Dome	D-Spn	113
Sylvan Lk	16-19-38-1W5	Star Oil & Gas	D-R	197
Tangent	16-20-80-24W5	Dome	R-DEA	211
Teepee Ck	SE2-74-4W6	Mobil	DEA-R-Sw	551
Thorsby	5-4-49-1W5	Zephyr Res	R	123
Three Hills Ck	13-13-35-26W4	Amoco	A-C-R-D	338
Tony Creek	7-16-64-21W5	Amoco	R	338
Turner Valley	14-6-20-2W5	West. Decalta	Ab-MEA	1 127
Twinning	12-10-31-24W4	Bumper	C-R	465
Twinning	11-16-31-23W4	Lariat	C-R	141
Twinning	3-33-30-24W4	Bumper Dev.	IS	50

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Twinning/Equity	4-33-31-24W4	Mobil Oil	R	845
Twinning N.	4-2-33-25W4	Czar Res.	C-D-R	87
Twinning N.	SW31-32-24W4	Dome	C-R-Spn	234
Valhalla	8-20-76-9W6	Westcoast Petroleum	R	169
Valhalla	1-29-75-9W6	Dome Petroleum	R-D	890
Valhalla	10-17-75-10W6	Wainco	R	142
Verger	6-6-23-16W4	Canterra	C-D-R	56
Verger	7-6-22-16W4	Canterra	R	118
Virginia Hills	10-17-64-13W5 (Hope Ck)	Shell Canada	R-Sfi	153
Viking	11-10-47-12W4	Signalta	C-D-R	115
Vulcan	SE24-15-22W4	Dome Petroleum	R-Sfl-C	1 564
Waskahigan	NE7-64-23W5	Amoco	A	462
Watelet	7-14-47-26W4	J M Huber	R-DEA-IS	18
Waterton	1/2-20-4-30W4	Shell Canada	Ab-R-Sfl-T	13 326
Wayne-Rosedale	12-4-28-20W4	Canterra	A-Ds	572
Wayne-Rosedale	5-17-27-19W4	PanCanadian	A-Ds	535
Wayne-Rosedale	1-20-28-21W4	PanCanadian	R	620
Wayne-Rosedale-Seiu	14-12-26-19W4	Sundance	R-Fcn	1 714
W. Drumheller	12-1-30-21W4	Gulf Canada	MEA	95
Westlock	NE11-59-25W4	Amoco	DEA	294
Westlock	13-24-60-26W4	Merland	C-D-R-Spn-MEA	282
Westlock	8-15-60-2W5	Sundance	R	170
Whitecourt	SE1-60-11W5	Greensboro	DEA-A-R	170
Whitecourt	12-26-59-11W5	Petro-Canada	D-A-MEA	1 831
Wildcat Hills	6-16-26-5W5	Petro-Canada	A-MEA	3 522
Wildmere	5-24-47-5W5	Koch	R	70
Willesden Green	13-16-40-5W5	ICG	D-R-Dth	148
Willesden Green	1-17-42-6W5	Texaco Canada	C-R	344
Willesden Green	13-27-42-8W5	Dome Petroleum	R-DEA-Nitr	1 126
Willow Ck	SE5-28-17W4	Maynard Ex.	C-D-R	564
Wilson Ck	1-29-43-4W5	Amerada	A-MEA	507
Wimborne	16-5-35-26W4	Canterra	C-D-R	104
Wimborne	4-12-34-26W4	Mobil Oil	R-DEA	986
Windfall (W. Wcrt)	8-17-60-15W5	Canterra	R-DEA-Sfn	11 941
Wintering Hills	6-25-23-16W4	Dome Petroleum	D-R	56
Wintering Hills	16-7-24-16W4	Mobil Oil	R	170
Wintering Hills	1-18-25-17W4	PanCanadian	A	563
Wisdom	7-10-9-6W4	Roan Res (Med. Hat)	Sw (Chem)	141
Woking	11-30-75-4W6	Anderson	Ex. R	160
Wodd River	16-9-43-23W4	Placer-CEGO	Ab	141
Worsley	7-22-87-7W6	Amoco Canada	A	1 606
Zama	NW12-116-6W6	Dome	D-R-DEA	713
Chevauchements				
Cochrane	NE16-26-5W5	Alberta Nat Gas	Ab-R-T	31 150
Empress	SW12-20-1W4	Dome TC Res/Pan-Alta	A-R-T	96 900
Empress	SE10-20-1W4	Empress Gas Liquids	T	9 860
Empress	NE11-20-1W4	Petro-Canada	R-T	56 348
S. Edmonton	SW4-52-24W4	Dome/CU	R-A	8 875
Total (31 déc. 1983)				399 444

Endroit	Lot (1 mille^2)	Exploitant	Procédé(s)*	Gaz brut (x 1000 m^3/j)
Saskatchewan				
Alsask	16-30-29W3	Dome-SPC	A-Ds-MEA	196
Beacon Hill	NE12-62-25W3	Canterra	C	877
Coleville	17-31-23W3	Sask Power	A	1 698
Dollard	22-7-10W3	Mobil Oil	C-R	57
Gull Lake	9-4-19W3	Sask Power	C-R	46
Hatton	16-13-29W3	Marathon	D-Ds	5 094
N. Dodsland	NE11-32-21W3	Murphy Oil	R	117
Nottingham/Alida	NE11-32-21W3	Esso Resources	C-R	255
Smiley		Esso Resources	C-R	113
Steelman	21-4-5W2	Dome Petroleum	C-R	1 075
Success	17-17-16W3	Sask Power	A-Ds	708
Total (31 déc. 1983)				10 236
Manitoba				
Waskada	11-30-1-25WPM	Omega	R-C	85
Colombie-Britannique et T.N.-O.				
Boundary Lake		Gas Trunk of BC	A-Ds	283
Boundary Lake		Esso Resources	A-R	538
Bullmoose	D77 E93 P3	BP Canada	R	2 406
Fort Nelson		Westcoast Trans	A-HP-Sfn	23 291
Grizzly N.	A-74-G-93-1-15	Quasar	Ab-Sw	14 150
Pine River	E1/4-1131 et 357A	Westcoast	Sfl-D	7 752
Sierra		Mobil Oil	D	1 840
Sukunka	B65 B93 P5	BP Canada	R	2 575
Taylor		Westcoast Trans	Ab-MEA	11 179
Pointed Mountain, NWT		Amoco	D	5 320
Total (31 déc. 1983)				69 334
Ontario				
Sarnia		Dome Petroleum	Fcn	
Brigden		Consumers	D-C	28
Leepfrog (Port Colborne)		Consumers	D-C-Sw	56
Morpeth		Consumers	D-A-Sw	283
Port Stanley		Consumers	D-C-Sw	420
Port Alma		Union Gas	Ab-MEA	452
Total (31 déc. 1983)				1 239
Total général (31 déc. 1983)				480 338

* A: adsorption; Ab: absorption; C: compression; D: déshydratation; Ds: dessicant; DEA: diéthanolamine; Dth: dé-éthanisation; Fcn: fractionnement; IS: éponge de fer; MEA: mono-éthanolamine; Nitr: réjection d'azote; R: réfrigération; Sfl: Sulfinol; Sfn: Sulfreen; Spn: séparation; Stb: stabilisation; Sw: adoucissement; T: turbo-détendeur; Cyc: recyclage.

3.3 Transport par gazoduc

Le gaz naturel est transporté par gazoduc dans tout le Canada. En 1979, les oléoducs et les gazoducs s'étendaient sur 34 868 km. Cette année-là, ils avaient été prolongés de 4900 km (CMR, 1979).

3.4 Procédé de fabrication

Le gaz naturel brut est extrait des gisements que l'on trouve principalement dans l'ouest du Canada. Avant d'être distribué, le gaz est purifié par absorption des gaz acides (gaz carbonique, sulfure d'hydrogène) dans des solutions d'aminés. Ces solutions, traitées par la suite pour récupération du soufre, sont recyclées dans le procédé d'absorption. Les gaz liquéfiés (alkanes supérieurs) sont extraits du gaz naturel par refroidissement et rinçage aux hydrocarbures liquides froids. Avant la distribution du gaz, on y ajoute des odorants de façon à ce qu'il puisse être détecté à environ 1/5 de la limite inférieure d'inflammabilité, soit entre 4 et 24 g/km^3 (GEH, 1965). Parmi les odorants, on compte les mercaptans, les thio-éthers et les thio-aromatiques (Kirk-Othmer, 1980).

3.5 Principales utilisations

Le gaz naturel sert au chauffage, à la fabrication de l'ammoniac et comme matière première pour les produits chimiques organiques.

4 MANUTENTION DU PRODUIT ET COMPATIBILITÉ

4.1 Moyens de transport

4.1.1 Information générale. – Le principal moyen de transport du gaz naturel est le gazoduc; on utilise aussi le navire-citerne, le wagon-citerne, le véhicule-citerne routier, de même que la bouteille pour de petites quantités.

4.1.2 Gazoducs. – Au Canada, la plus grande partie du gaz naturel est transportée par gazoduc. Le diamètre des conduites varie de 2,5 cm (1 po) dans le cas des conduites de branchement à 107 cm (42 po) dans le cas des conduites principales. Les figures 7 et 8 indiquent les tracés des principaux gazoducs canadiens.

4.1.3 Wagons-citernes. – L'utilisation de wagons-citernes pour transporter du gaz naturel liquéfié nécessite l'obtention de permis délivrés par la Commission canadienne des transports. Les wagons doivent correspondre à la spécification n^{O} 113C120W, décrite au tableau 2 (RTDCR, 1974; TCM, 1979). Ils ont une double paroi avec espace annulaire isolé et ils sont déchargés à 13 kPa (100 mm Hg) ou moins. On peut transporter du gaz naturel comprimé non liquéfié par chemin de fer à condition qu'il soit contenu dans des bouteilles (HCG, 1981).

Tableau 2
Spécification CCT/DOT relative aux wagons-citernes utilisés pour le gaz naturel

Numéro	Description
113C120W	Réservoir en acier allié (au nickel), soudé par fusion, sans robinet pour trou d'homme, avec enveloppe extérieure en acier soudé par fusion. Température minimale d'utilisation: -196 ^{O}C. Espace annulaire sous vide. Isolé. Jauge. Dépressomètres. Les robinets et raccords ne doivent pas être montés sur le haut. Soupape de sûreté (518 kPa) montée sur le réservoir. Mise à air libre (828 kPa) située sur le réservoir. Mise à air libre (110 kPa) sur l'enveloppe extérieure.

4.1.4 Véhicules-citernes routiers. – L'utilisation de véhicules-citernes routiers pour transporter du gaz naturel liquéfié nécessite l'obtention d'un permis délivré par Transport Canada ou le U.S. Department of Transportation. Les citernes sont conçues pour recevoir le gaz liquéfié par compression à basse température. On peut transporter du gaz naturel comprimé non liquéfié par camion s'il est mis dans des bouteilles (HCG, 1981).

4.1.5 Bouteilles. – Les règlements de la CCT et du DOT permettent l'utilisation de toute bouteille homologuée pour le transport de gaz comprimé non liquéfié. Les bouteilles de types 3A et 3AA, décrites au tableau 3, sont celles dont on se sert le plus couramment (RTDCR, 1974; HCG, 1981). Les bouteilles de laboratoire sont équipées d'un robinet de réglage. L'orifice de sortie a un diamètre de 0,825 po; il est fileté à gauche, à raison de 14 filets au pouce, et il s'ajuste à un raccord mâle. Les bouteilles «lecture» qui contiennent un kilo ou moins de gaz ont un orifice de sortie taraudé spécial de 5/16 de po de diamètre, fileté à raison de 32 filets au pouce et un orifice de sortie fileté de 9/16 de po de diamètre, ayant 18 filets au pouce (Matheson, 1980).

Figure 7

GAZ NATUREL

PRINCIPAUX GAZODUCS DANS L'OUEST DU CANADA

Sources: Oil Week, 1976; OGJ, 1983; Royal, 1980

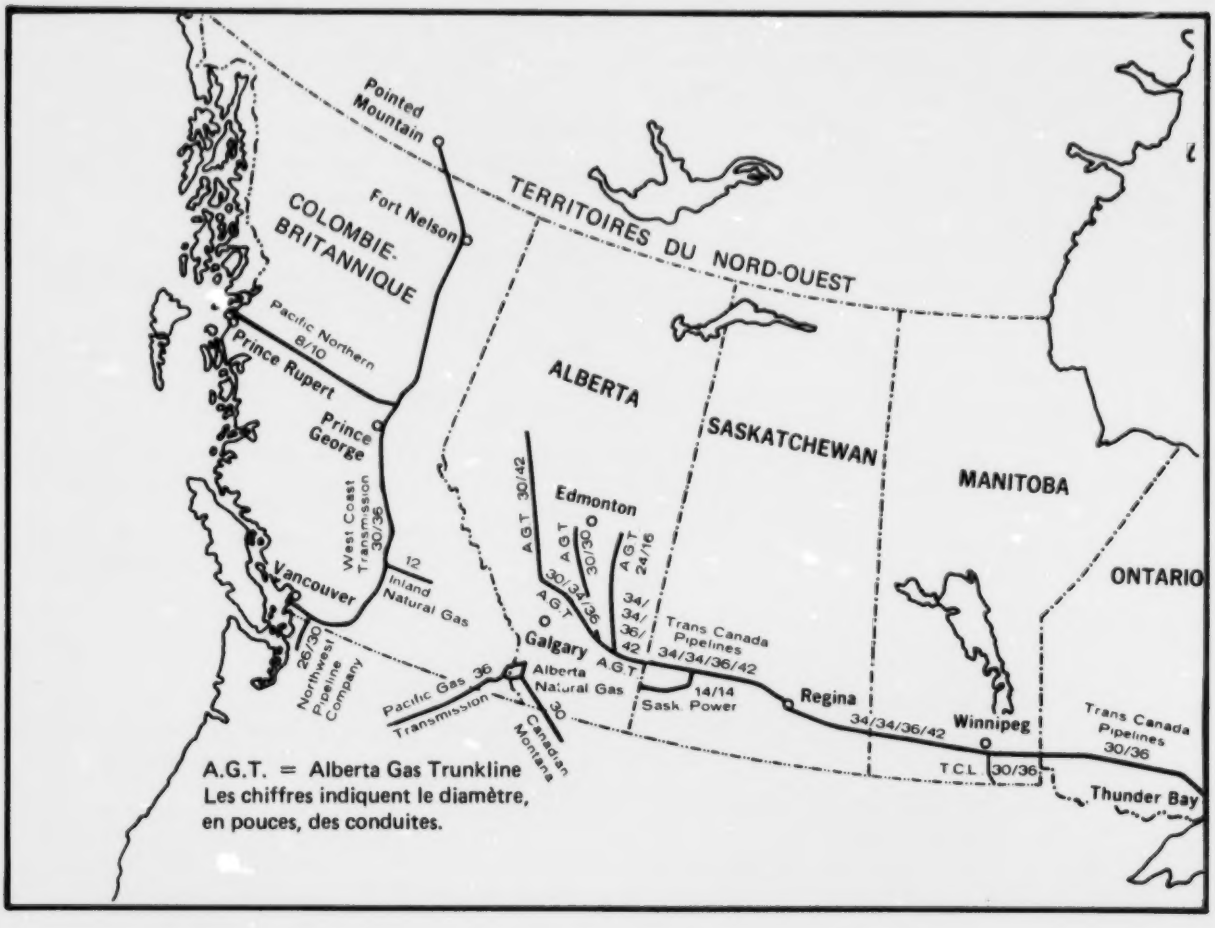


Figure 8

GAZ NATUREL

PRINCIPAUX GAZODUCS DANS L'EST DU CANADA

Sources: Oil Week, 1976; OGJ, 1983; Royal, 1980

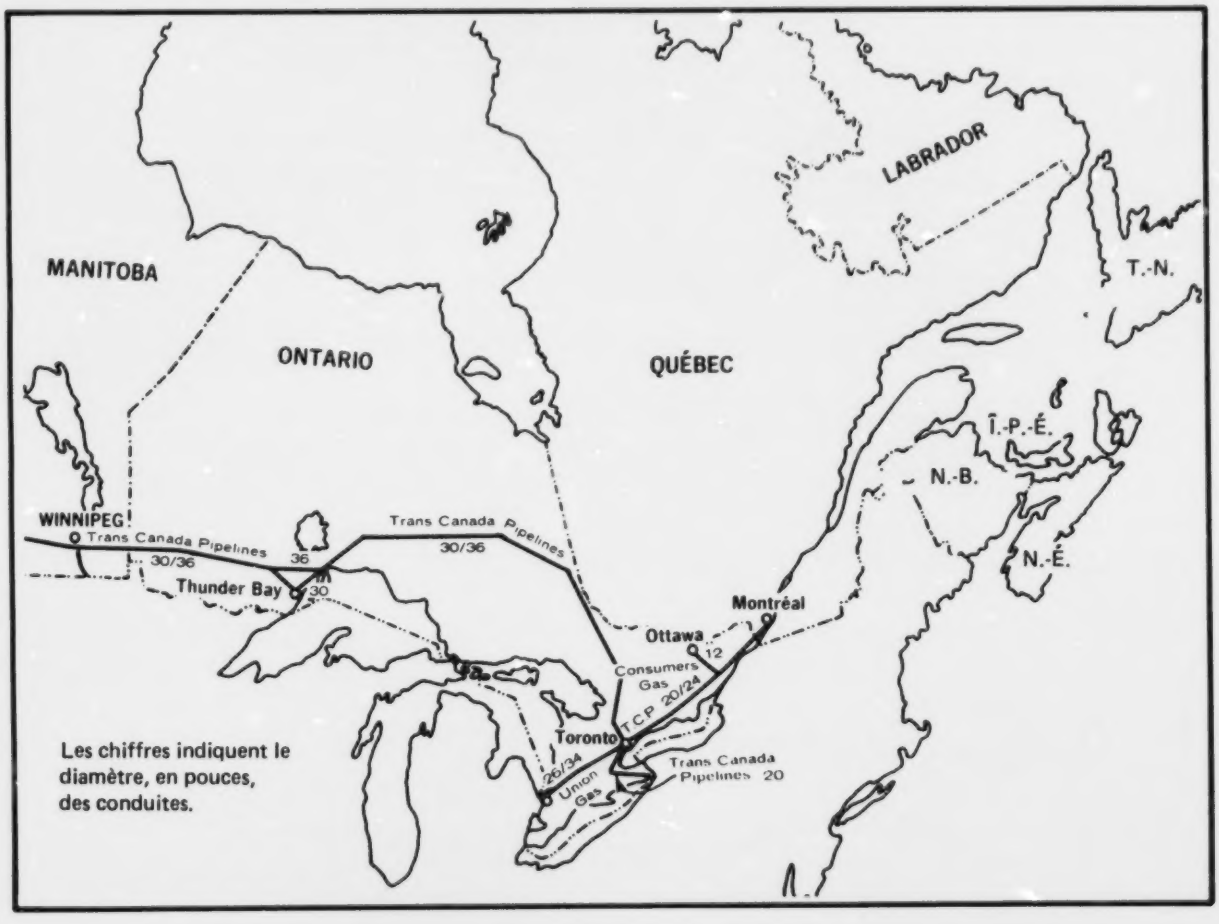


Tableau 3
Spécifications CCT/DOT relatives aux bouteilles utilisées pour le gaz naturel

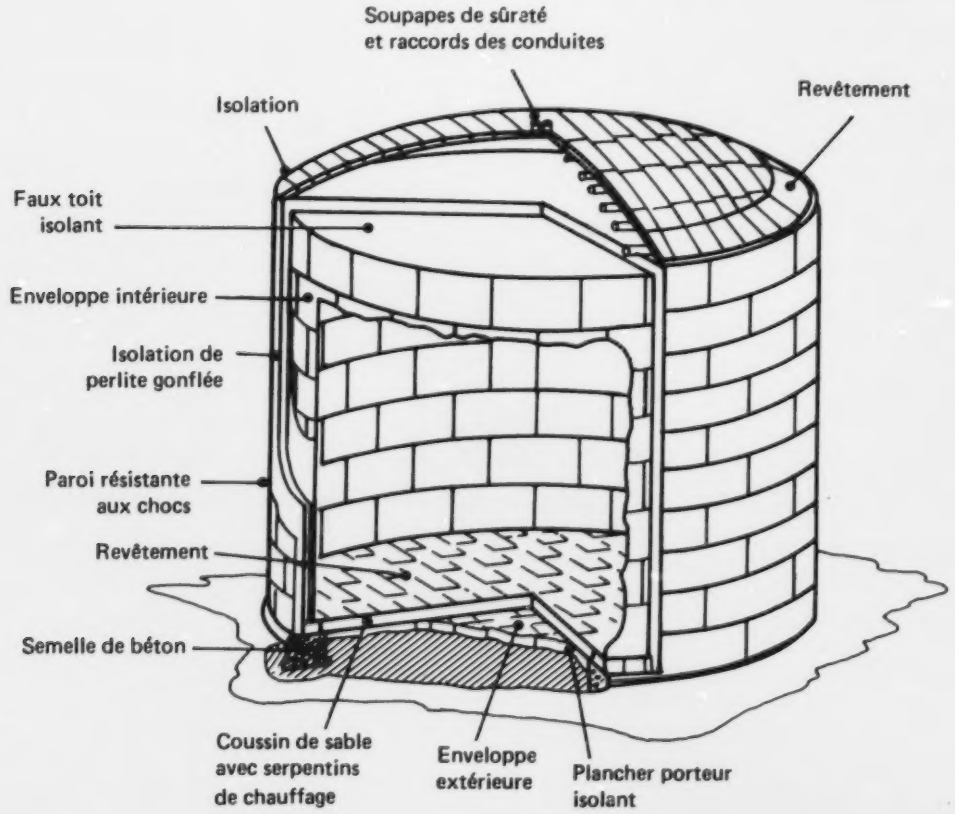
Numéro	Description
3A1800	Bouteille en acier sans soudure. Pression maximale d'utilisation: 12 400 kPa (1800 psi).
3AA1800	Bouteille en acier non soudée. Pression maximale d'utilisation: 12 400 kPa (1800 psi). Aciers prescrits. Teneur maximale en carbone: 0,28 p. 100.
3AAX1800	Bouteille en acier non soudée. Pression maximale d'utilisation: 12 400 kPa (1800 psi). Capacité minimale d'eau: 455 kg.
3E1800	Bouteille en acier non soudée. Pression maximale d'utilisation: 12 400 kPa. Diamètre maximal: 50 mm. Longueur maximale: 610 mm.

4.1.6 Stockage. – Une grande partie du gaz naturel destiné à répondre à la demande, en Amérique du Nord, est stocké en cavité (souterraine), soit à l'état liquide soit à l'état gazeux, ou les deux (HNGE, 1959). Des réservoirs spéciaux ont été conçus pour le stockage du GNL (voir fig. 9). Ils ont une contenance type de 65 000 m^3 (550 000 barils ou 14 000 000 gallons de GNL) (Pelto, 1982).

Figure 9

GAZ NATUREL (LIQUÉFIÉ) — **RÉSERVOIR DE STOCKAGE**

Source: Pelto, 1982



4.1.7 Navires-citernes. – Le transport du GNL par navire-citerne (méthanier) prend de plus en plus d'ampleur dans le monde. On envisage de recourir à ce moyen pour relier la Colombie-Britannique au Japon et l'Arctique à la côte est de l'Amérique du Nord. La citerne type qu'on trouve le plus fréquemment sur un méthanier a une contenance de 25 000 m^3 (10 000 tonnes). Un méthanier compte généralement 5 citernes (ou cuves) de cette taille, ce qui représente un volume utile de 125 000 m^3 (voir fig. 10). Il existe différents types de citernes. La citerne sphéroïde (auto-porteuse) connue sous le nom de Moss-Rosenberg est la plus courante (voir fig. 10). Elle est conçue pour produire une faible vaporisation équivalente à 0,18 p. 100 de son contenu pour 24 heures. On trouve également la citerne intégrée, ou citerne à membrane, dont le poids de la cargaison est supporté par la structure du navire par l'intermédiaire d'une couche isolante, ainsi que la citerne cylindrique verticale indépendante qui est semblable à la citerne sphéroïde sauf qu'elle est jumelée, de sorte qu'un emplacement reçoit deux citernes (DOT, 1980; Corkhill, 1980; Cuneo, 1980; Allsop, 1980).

4.2 Compatibilité entre le produit et certains matériaux

Voici une brève définition des termes utilisés dans le présent guide pour évaluer les matériaux:

Recommandé: donne satisfaction dans l'utilisation présente;

Réserves: se détériore dans l'utilisation présente; approprié dans le cas d'une utilisation intermittente ou de courte durée;

Déconseillé: se détériore rapidement dans l'utilisation présente; ne devrait jamais être utilisé.

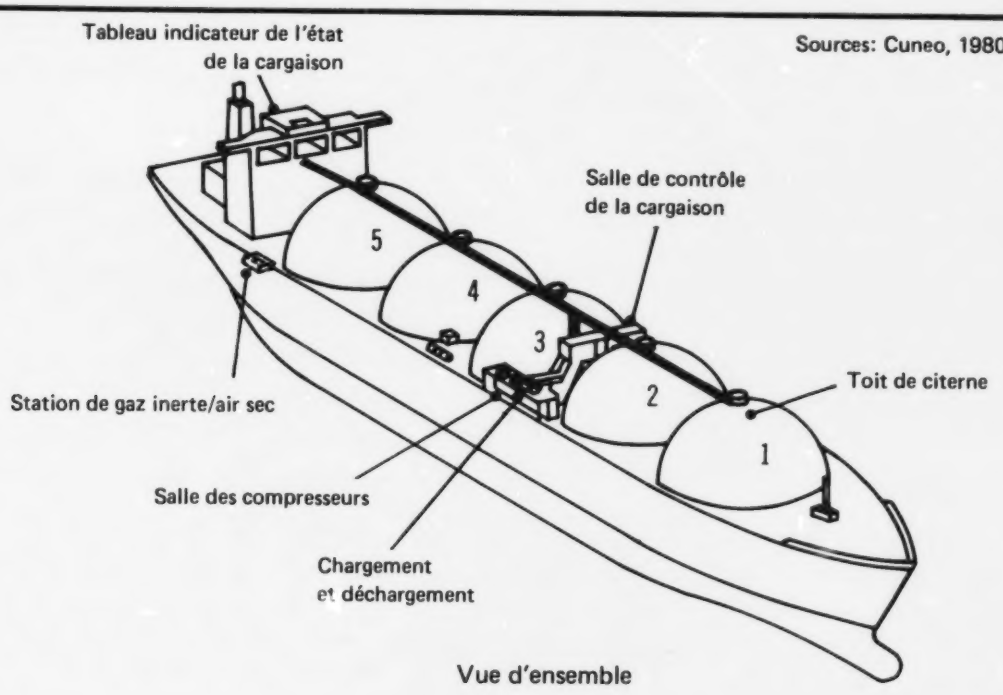
Tableau 4
Compatibilité entre le gaz naturel et différents matériaux de fabrication

Produit		Matériau de fabrication		
État	Temp. (°C)	Recommandé	Avec réserves	Déconseillé
Gazeux	22	PVC, plastique chlorure de polyvinyle chloré (TPS, 1978)		
Gazeux	23	PP, polychloroprène, caoutchouc nitrile-butadiène, polyéthylène chlorosulfoné (GPP), acier au carbone, SS (HCG, 1981)	Caoutchouc naturel, butadiène-styrène (GPP)	Caoutchouc isobutylène, EPDM (GPP)
Liquide	-115	Acier doux au nickel (3,5 % de nickel) pour stockage à terre		
Liquide	-115	Acier doux au nickel (9 % de nickel) pour utilisation cryogénique		
Liquide	-115	Alliage Al-Mg (série 5000) pour utilisation cryogénique (LNG, 1977)		

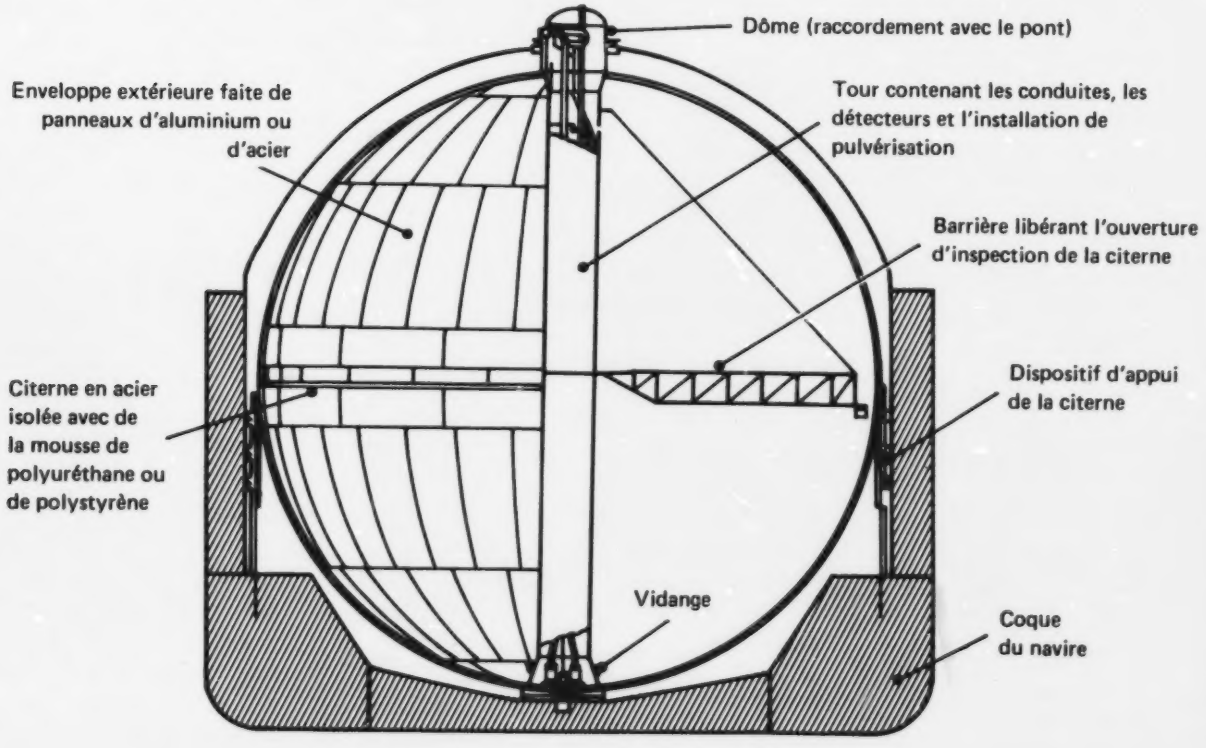
Figure 10

GAZ NATUREL (LIQUÉFIÉ) — **MÉTHANIER**

Sources: Cuneo, 1980; Allsop, 1980



Vue d'ensemble



Détails de la citerne sphéroïde

Tableau 5
Abréviations des noms de matériaux de fabrication

Abréviation	Nom du matériau
Al	Aluminium
EPDM	Terpolymère d'éthylène-propylène-diène
PP	Polypropylène
PVC	Plastique chlorure de polyvinyle
SS	Acier inoxydable

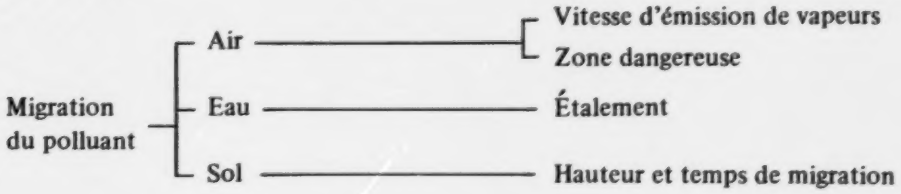
5 FUITE ET MIGRATION DU PRODUIT

5.1 Aperçu général

La plus grande partie du gaz naturel est transportée par gazoduc, à l'état gazeux. Une fuite de gaz naturel se traduit par une diffusion rapide du gaz, ce dernier ayant une force ascensionnelle plus grande que celle de l'air.

S'il est liquéfié, le gaz naturel s'échappant au-dessus du sol ou de l'eau forme un nuage de vapeurs inflammables. Le gaz naturel est peu soluble dans l'eau. Ce nuage a tendance à demeurer au ras de l'eau et à s'étaler jusqu'à ce qu'il se réchauffe, et non pas à s'élever et à se disperser. Un aperçu de son comportement dans certaines situations est donné au chapitre 2.

Voici les facteurs à prendre en considération lorsque le gaz naturel migre dans l'air, l'eau ou le sous-sol.



Pour les cas de fuites de gaz naturel qui posent un problème particulier à cause de la présence de sulfure d'hydrogène, le lecteur consultera l'Enviroguide intitulé *Le sulfure d'hydrogène* qui présente des paramètres de modélisation et de l'information relative à la toxicité de ce produit.

5.2 Fuite du produit

On sait que le gaz naturel n'est transporté qu'en petites quantités par des moyens autres que les gazoducs. Néanmoins, des quantités considérables de gaz naturel sont utilisées par certaines industries de transformation, et le matériel de transformation peut recéler dans certains cas de forts volumes de gaz naturel. Comme il n'est pas possible d'établir des modèles représentatifs de fuite pour un tel matériel, aucun nomogramme de fuite n'est présenté ici. L'ampleur des fuites devra être évaluée en tenant compte des conditions qui prévalent sur les lieux de l'accident, du diamètre de la conduite, du volume et du débit, ainsi que de la contenance des récipients touchés.

5.3 Diffusion dans l'atmosphère

5.3.1 Introduction. – Le gaz naturel liquéfié est extrêmement volatil. S'il est déversé sur le sol ou dans l'eau, la vaporisation est si rapide qu'on la considère «instantanée». Pour désigner cette émission subite, on parle de bouffée. Sur le sol ou sur la glace, si la quantité déversée est faible ou si le déversement est rapide, l'émission peut survenir comme une bouffée. Sur le sol, le déversement de plus grandes quantités de GNL peut se traduire par une vaporisation lente à cause du faible échange de chaleur, donnant une émission prolongée; dans ce cas, seule une petite quantité de gaz liquéfié, au tout début du déversement, est émise sous forme de bouffée.

Pour évaluer les teneurs en vapeurs du côté sous le vent par rapport au lieu de l'accident et déterminer la zone dangereuse sur le plan de la toxicité ou de l'inflammabilité, il faut modéliser

le transport et la diffusion (turbulente) des vapeurs dans l'atmosphère. Le modèle utilisé dans la collection «Enviroguide» suppose une répartition gaussienne. Dans le cas des émissions de gaz naturel, en particulier celles qui se présentent à l'état de vapeurs froides dégagées par le GNL, la modélisation gaussienne tend à présenter la zone dangereuse plus longue et plus étroite qu'elle ne l'est en réalité. C'est la raison pour laquelle des modèles propres aux émissions de GNL et de gaz lourds ont été créés. Les modèles Germeles-Drake, Eidsvik, Hegadas, Fem-3 et SLAB (Energy, 1982; Ermac, 1981) font partie de ce groupe. D'autre part, plusieurs chercheurs ont mené des expériences permettant de mesurer les paramètres des panaches. Lawrence Livermore Laboratories a fait des tests pour le compte du U.S. Department of Energy: il y eut les tests Burro en 1980 et les tests Coyote en 1981 (Koopman, 1981; Ermac, 1981; LGFS, 1982). Le tableau ci-dessous compare les résultats des tests Burro et les résultats obtenus en utilisant le modèle SLAB.

Tests sur le terrain (Burro)/modèle SLAB

N° du test Burro	Volume de liquide déversé (m^3)	Vitesse du vent	Résultats de tests sur le terrain		Résultats avec modèle SLAB	
			Distance jusqu'à la limite inférieure d'inflammabilité* (m)	Largeur du panache (m)	Distance jusqu'à la limite inférieure d'inflammabilité*(m)	Largeur du panache (m)
3	34,0	5,4	255	36	215	25
7	39,4	8,4	200	30	264	28
8**	28,4	1,8	420	120	418	110
9	24,2	5,7	325	48	315	48

* La limite inférieure d'inflammabilité utilisée est 5 p. 100; certains modélistes utilisent 3,3 p. 100 pour tenir compte de l'inégalité du mélange au sein du panache.

** Au cours du test n° 8, le vent étant faible et les conditions atmosphériques étant stables, un courant froid dû à la pesanteur s'est développé et le panache a bifurqué.

Il est intéressant de noter que le nomogramme simplifié utilisé dans la collection «Enviroguide» donne pour la limite inférieure d'inflammabilité une zone dangereuse de 800 mètres de longueur sur 700 mètres de largeur dans le cas de conditions semblables à celles du test Burro n° 8. Une comparaison indique que la méthode présentée ici mène à des résultats prudents et se révèle moins inexacte qu'un modèle gaussien intégral.

Il y eut aussi des tests menés en mer près de la Grande-Bretagne en 1980. Ces tests, réalisés non loin de Maplin Sands, portaient sur des déversements continus de GNL. Le tableau ci-dessous compare les résultats de certains de ces tests et les prévisions obtenues en utilisant le modèle Hegadas (Blackmore, 1982):

Tests sur le terrain (près de Maplin Sands)/modèle Hegadas

N° du test	Vitesse d'émission (m^3/mn)	Vitesse moyenne du vent (km/h)	Résultats de tests sur le terrain	Résultats avec modèle Hegadas
			Distance jusqu'à la limite inférieure d'inflammabilité (5 p. 100) (m)	Distance jusqu'à la limite inférieure d'inflammabilité (m)
15	29	39	150	245-335
39	47	45	130	335-420
56	25	48	110	235

La figure 11 schématise la diffusion d'une bouffée émise par un point source. Le modèle de diffusion réduit la nappe de liquide déversé à un point source instantané dont l'émission est égale à la quantité totale de liquide déversé.

5.3.2 Nomogrammes de diffusion de la bouffée de vapeurs. – Les nomogrammes de diffusion atmosphérique servent à déterminer la zone dangereuse sur le plan de la toxicité et de l'inflammabilité. Les figures et tableaux présentés ci-dessous apparaissent dans l'ordre dans lequel ils doivent être utilisés, comme le lecteur pourra s'en rendre compte dans les pages qui suivent.

Tableau 6 Catégories météorologiques (de stabilité)
Figure 13 Teneur uniformisée en vapeurs, calculée en fonction d'une distance donnée sous le vent et pour différentes catégories météorologiques
Tableau 7 Demi-largeur maximale de la bouffée dangereuse
Figure 14 Distance parcourue par la bouffée, calculée en fonction du temps écoulé depuis le déversement et pour différentes vitesses de vent

La figure 12 indique les étapes à suivre dans le calcul de la diffusion des vapeurs et dans le choix des nomogrammes et des tableaux à utiliser. En fait, ce sont les étapes encadrées par un pointillé qui servent dans la présente section. Le lecteur trouvera dans les paragraphes qui suivent l'information relative à chacun des nomogrammes de diffusion et à son utilisation.

5.3.2.1 Teneur en vapeurs en fonction de la distance sous le vent. – La figure 13 illustre la relation qui existe entre la teneur en polluant, à l'état de vapeurs, et la distance sous le vent pour les catégories météorologiques D et F (de stabilité). Le nomogramme a été établi à l'aide des modèles de diffusion décrits dans le manuel d'introduction de la collection. La teneur en vapeurs est représentée par la teneur uniformisée au niveau du sol le long de la médiane de la bouffée schématisée. La catégorie F est la moins propice à la diffusion de la bouffée; la catégorie D est la plus fréquente presque partout au Canada. Il faut déterminer la catégorie appropriée (tableau 6) avant d'utiliser la figure 13.

Tableau 6
Catégories météorologiques (de stabilité)

Catégorie F	Catégorie D
Vitesse du vent < 11 km/h (~ 3 m/s) et l'une des conditions suivantes: ciel couvert durant le jour; nuit; forte inversion de température.	Valable pour toutes les autres conditions.

UTILISATION DU NOMOGRAMME

La distance maximale dangereuse du côté sous le vent x peut être déterminée à l'aide de la figure 13, si l'on possède les données suivantes:
Masse de vapeurs émises (m_e) (= masse de liquide déversé)
Vitesse du vent u, en m/s;
Catégorie météorologique;
Teneur T dangereuse limite, soit la valeur la moindre entre 10 fois la *Threshold Limit Value*® (g/m^3) et la limite inférieure d'inflammabilité (g/m^3). Pour un simple asphyxiant, aucune TLV® ne convient. La teneur en polluant qui réduit la teneur en oxygène à moins de 18 p. 100 (vol./vol.) est de 14 p. 100 (vol./vol.), ce qui constitue la teneur asphyxiante. C'est donc la valeur la moindre, de 14 p. 100 ou de la limite inférieure d'inflammabilité, qui est utilisée. Pour convertir

Figure 11

GAZ NATUREL

FORMATION D'UNE BOUFFÉE DE VAPEURS

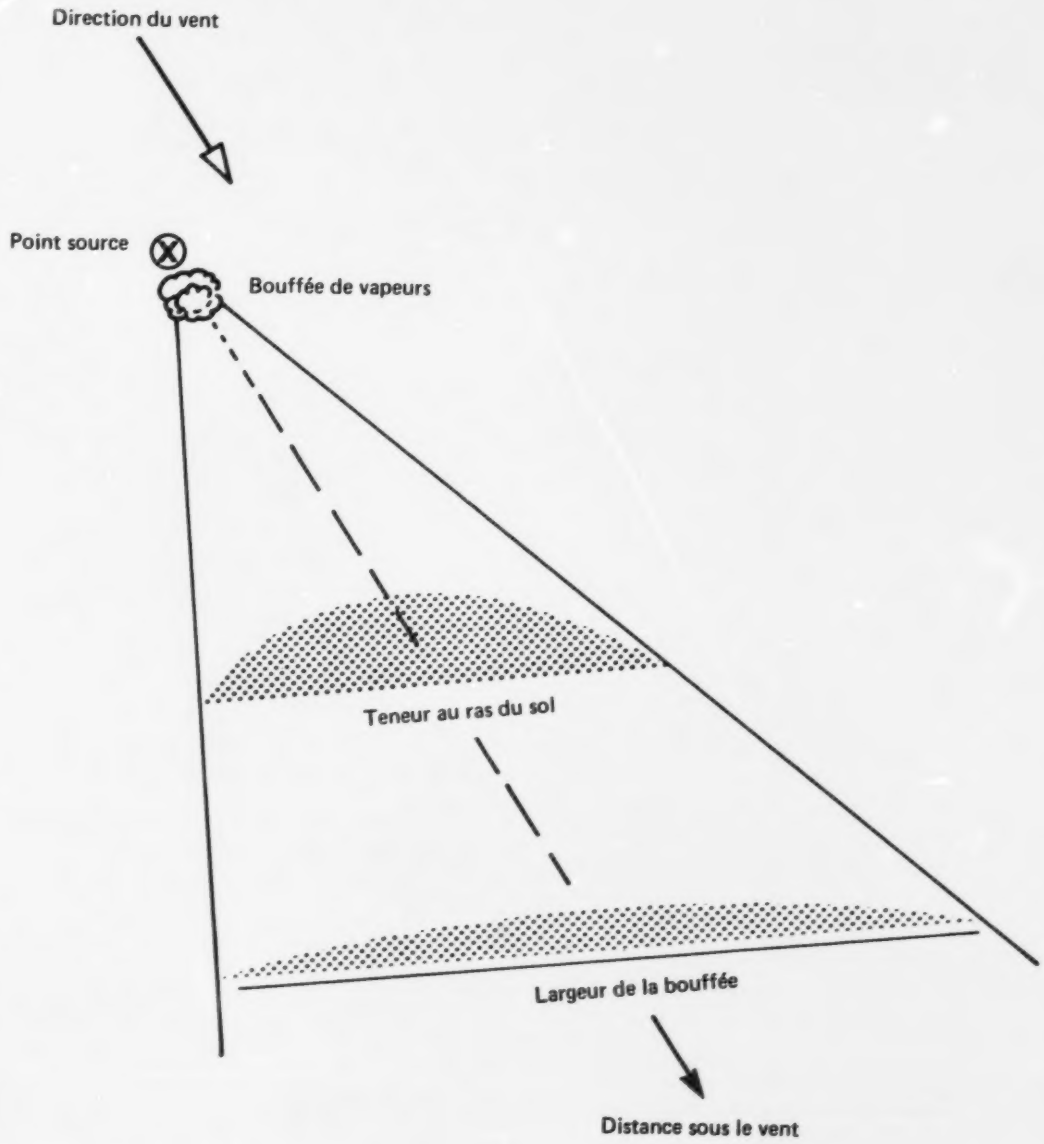


Figure 12

GAZ NATUREL

ÉTAPES À SUIVRE POUR DÉTERMINER LA ZONE DANGEREUSE

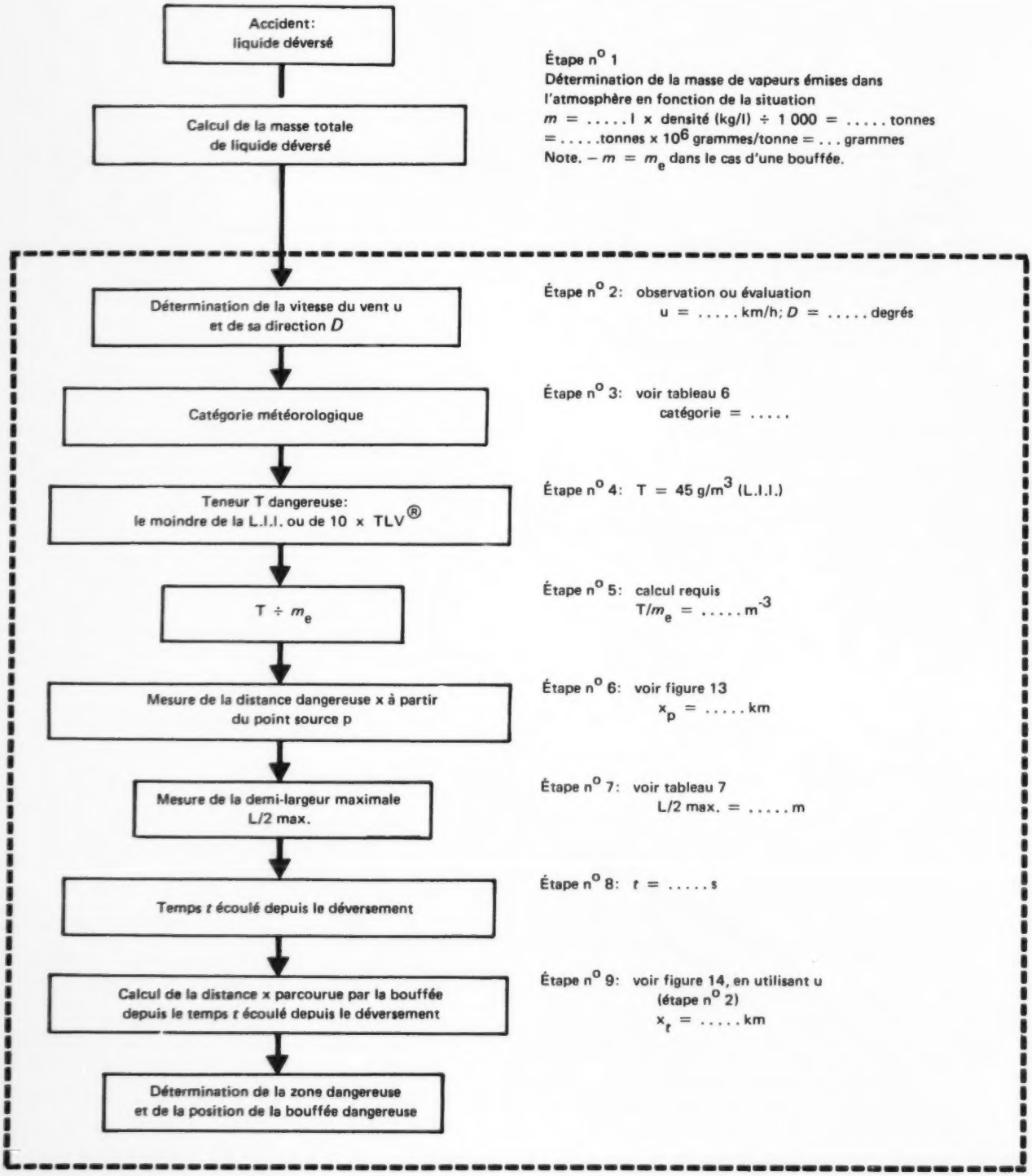
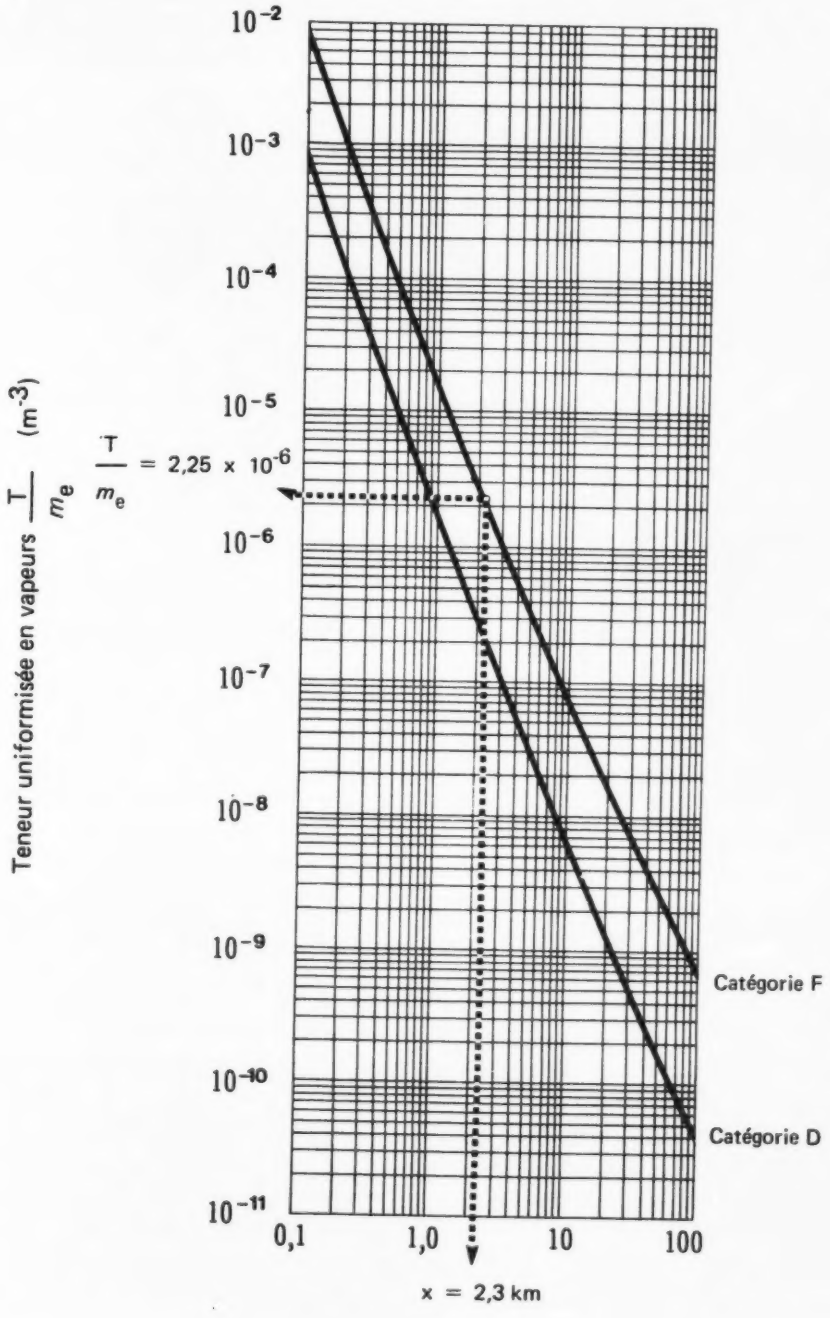


Figure 13

GAZ NATUREL

TENEUR UNIFORMISÉE EN FONCTION DE LA DISTANCE SOUS LE VENT



en g/m^3 les pourcentages volumiques exprimant la limite inférieure d'inflammabilité ou la teneur asphyxiante, le lecteur se reportera à la figure 15. Certains modèles supposent une limite inférieure d'inflammabilité de 3,3 p. 100 ou 28 g/m^3, augmentant la marge de sécurité relative à l'inégalité du mélange; dans le cas qui nous occupe, les auteurs s'en sont tenus à la valeur habituelle de 5 p. 100.

5.3.2.2 **Demi-largeur maximale de la bouffée dangereuse.** – Le tableau 7 présente des valeurs de la demi-largeur maximale de la bouffée L/2 max. pour une plage de valeurs m_e, en fonction des catégories météorologiques D et F. Ces valeurs ont été calculées à l'aide des modèles de diffusion expliqués dans le manuel d'introduction de la collection en supposant une limite inférieure d'inflammabilité du gaz naturel de 45 g/m^3. La demi-largeur de la bouffée dangereuse représente la demi-largeur du nuage de vapeurs de gaz naturel, situé du côté sous le vent et atteignant une teneur en polluant égale à la limite inférieure d'inflammabilité. Le tableau 7 ne s'applique donc que dans le cas de cette teneur limite de 45 g/m^3. À noter que la distance maximale considérée est de 100 kilomètres.

Dans les conditions météorologiques de stabilité D, la plage de vitesse du vent s'étend de 1 à 30 m/s. Par ailleurs, l'éventail de masses de vapeurs émises, dans le tableau 7, s'étend de 1 à 1 400 000 tonnes. Une citerne de méthanier type contient 25 000 m^3 de GNL, soit 10 000 tonnes. Une citerne de très grande contenance atteint 65 000 m^3, soit 29 000 tonnes, et il est possible qu'un emplacement de stockage compte jusqu'à 10 citernes de cette taille. Un puits en éruption peut rejeter 5 000 000 de m^3 par jour, soit 2 000 000 tonnes. L'accident de Vinland par exemple, près de Sable Island, a provoqué l'éruption de 1 000 000 à 2 000 000 m^3 de gaz par jour, soit de 700 à 1400 tonnes par jour. Le tableau 7 s'applique donc à un très large éventail de situations.

Dans les conditions météorologiques de stabilité F, la plage de vitesses du vent s'étend de 1 à 3 m/s. Le tableau 7 comporte un éventail de masses de vapeurs émises qui va de 1 à 65 000 tonnes pour des conditions de catégorie F.

UTILISATION DU NOMOGRAMME

La masse de vapeurs émises étant connue, de même que la catégorie météorologique, choisir la valeur la plus proche fournie dans le tableau et la demi-largeur maximale correspondante. Si aucune valeur n'est suffisamment proche, déterminer par interpolation m_e et L/2 max. (Voir aussi l'exemple qui accompagne le tableau 7.)

5.3.2.3 **Distance parcourue par la bouffée en fonction du temps écoulé.** – La figure 14 indique la distance x parcourue par la bouffée après un temps t de déplacement pour une vitesse de vent u donnée. Il s'agit de la représentation graphique de la relation $x_t = ut$ appliquée à un éventail de vitesses de vent courantes.

UTILISATION DU NOMOGRAMME

La vitesse du vent u et le temps t de déplacement de la bouffée étant connus, la distance x_t parcourue du côté sous le vent peut être obtenue.

5.3.3 **Exemple de calcul.** – L'exemple donné ci-dessous illustre les étapes à suivre dans le calcul qui permet de déterminer la zone dangereuse du côté sous le vent du lieu où se produit un déversement. L'utilisateur prendra note des limites des méthodes de calcul décrites dans le présent guide ou dans le manuel d'introduction de la collection. Les estimations ne valent que pour les conditions précisées. Il est souhaitable que l'utilisateur se serve de données connues ou observables.

Figure 14

GAZ NATUREL

DISTANCE PARCOURUE PAR LA BOUFFÉE EN FONCTION DU TEMPS ÉCOULÉ

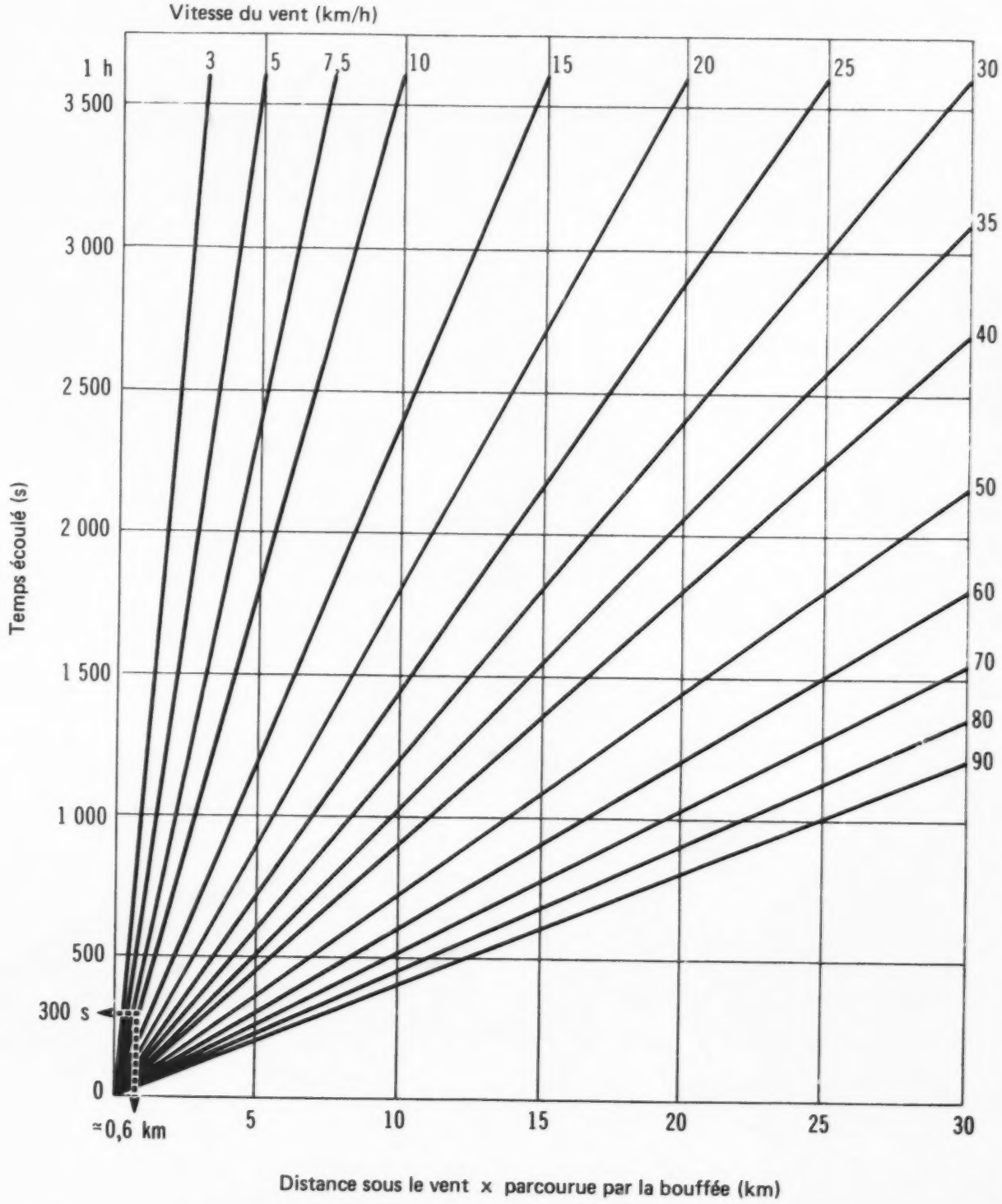
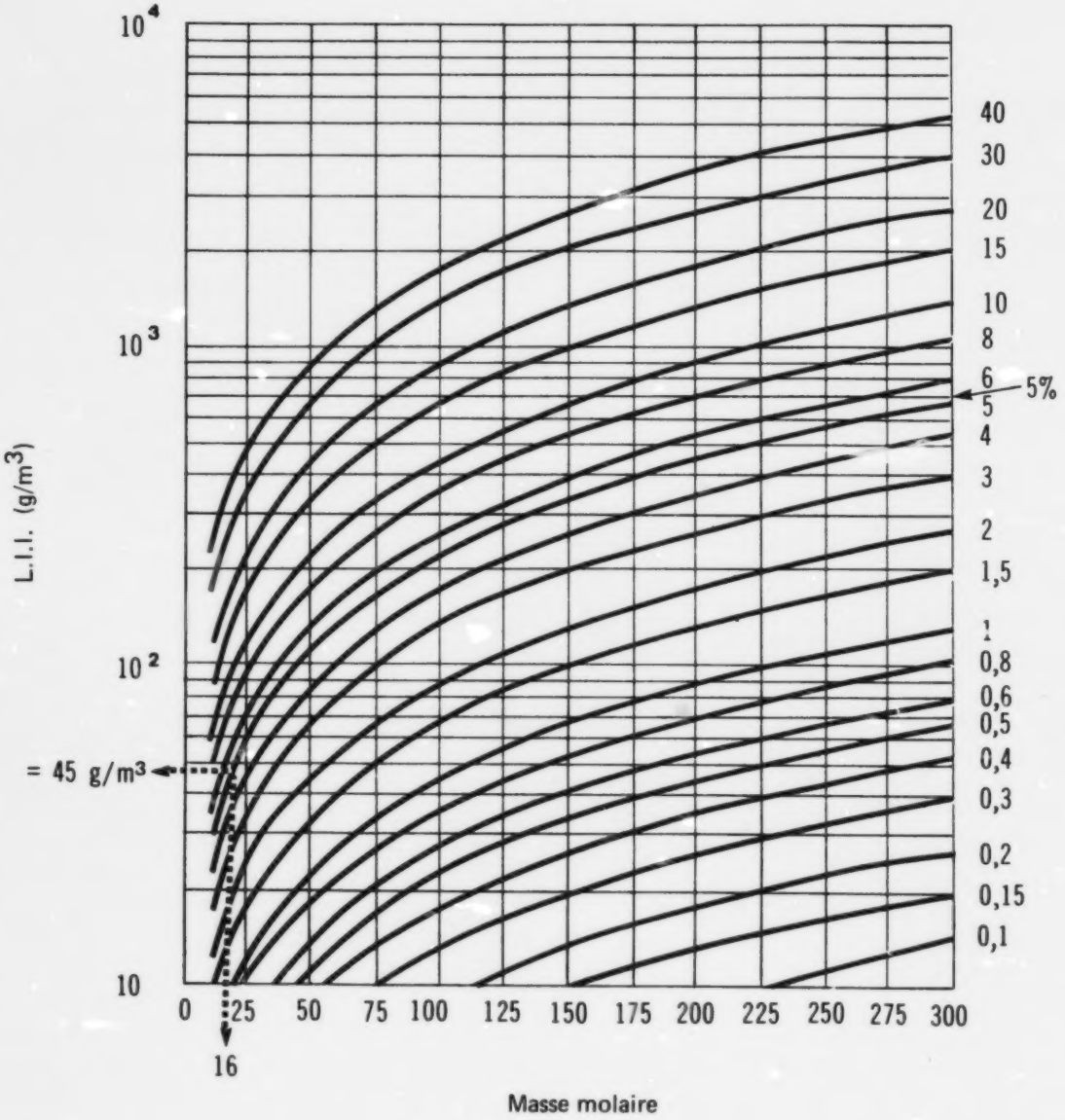


Figure 15

GAZ NATUREL

CONVERSION EN g/m³ DU % VOLUMIQUE DE LA LIMITE INFÉRIEURE D'INFLAMMABILITÉ



Masse molaire du gaz naturel = 16
Limite inférieure d'inflammabilité = 5 p. 100
Limite inférieure d'inflammabilité en g/m³ = 45

Note. – Les données ci-dessus valent pour une température de 25 °C et une pression normale (760 mm de Hg)

Tableau 7
Demi-largeur maximale de la bouffée dangereuse de vapeurs de gaz naturel

Catégorie météorologique D			Catégorie météorologique F		
Vapeurs émises (tonnes)	L/2 max. (m)		Vapeurs émises (tonnes)	L/2 max. (m)	
1 400 000	3 975	(98,0 km)*	65 000	1 830	(97,7 km)*
1 250 000	3 810		60 000	1 770	
1 000 000	3 500		50 000	1 640	
750 000	3 130		25 000	1 220	
500 000	2 680		10 000	825	
250 000	2 060		5 000	610	
200 000	1 890		2 500	455	
150 000	1 695		1 000	320	
100 000	1 450		500	245	
75 000	1 300		250	185	
50 000	1 110		100	130	
25 000	855		50	100	
10 000	610		25	75	
5 000	475	m_e = 20 tonnes →	20	70	→ L/2 max. = 70 m
2 500	365		10	55	
1 000	260		5	40	
500	200		1	25	
250	155				
100	110				
50	85				
25	70				
20	60				
10	50				
5	40				
1	20				

* Les valeurs de demi-largeur valent jusqu'à cette distance.
Note. – Les valeurs ci-dessus valent pour une teneur de 45 g/m^3.
Exemple. – Pour une masse de 20 tonnes de vapeurs émises, et les conditions météorologiques correspondant à la catégorie F, la demi-largeur maximale de la bouffée dangereuse est de 70 mètres.

DONNÉES DU PROBLÈME

Au cours de la nuit, vers 2 h, 20 tonnes de gaz naturel ont été déversées sur un sol plat. Il est maintenant 2 h 05. La température est de 20 °C et le vent souffle du nord-ouest à une vitesse de 7,5 km. Déterminer la zone de vapeurs dangereuses.

ÉTAPES DU CALCUL

Étape 1 La masse m de liquide déversé est de 20 tonnes.

$m = m_e$ = 20 tonnes ou 2 x 10^6 g

$m_e = 2 \times 10^7$ g

Étape 2 Déterminer la vitesse u du vent et sa direction.
Utiliser l'information météorologique accessible, de préférence celle qui est tirée des observations faites sur place.
si u = 7,5 km/h, u = 7,5 ÷ 3,6 = 2,1 m/s.
Direction = 315° ou N.-O. (d'où souffle le vent).

Étape 3 Déterminer la catégorie météorologique (tableau 6).
Si u < 11 km/h et s'il fait nuit, catégorie = F.

Étape 4 Déterminer la teneur T dangereuse limite.
Opter pour la valeur la moindre entre la teneur asphyxiante et la limite inférieure d'inflammabilité; donc:
T = 45 g/m^3 (L.I.I. = 45 g/m^3; teneur asphyxiante $\simeq$ 120 g/m^3)

Étape 5 Calculer T/m_e

$$m_e = \frac{45}{2 \times 10^7} = 2{,}25 \times 10^{-6}\ \text{m}^{-3}$$

Étape 6 Calculer la distance maximale dangereuse du côté sous le vent x à partir du point source p de la bouffée.
Voir figure 13. Pour une catégorie météorologique F,
si $T/m_e = 2{,}25 \times 10^{-6}\ \text{m}^{-3}$, x $\simeq$ 2,3 km.

Étape 7 Calculer la demi-largeur maximale L/2 max. de la bouffée dangereuse.
Se servir du tableau 7. La masse de vapeurs émises étant de 20 tonnes, pour la catégorie F, L/2 max. = 70 m.

Étape 8 Déterminer le temps écoulé depuis le début du déversement.
t = 5 mn x 60 = 300 s.

Étape 9 Calculer la distance sous le vent x parcourue par la bouffée depuis le début du déversement.
Se servir de la figure 14. Si t = 300 s et u = 7,5 km/h, x_t = 0,6 km
(plus précisément : $x_t = ut$ = 2,1 m/s x 300 s = 630 m = 0,63 km).

Étape 10 Schématiser la zone dangereuse.
Cela se fait en formant un rectangle dont deux des côtés opposés mesurent (chacun) deux fois la demi-largeur maximale de la bouffée dangereuse (70 m), alors que les deux autres côtés mesurent (chacun) l'équivalent de la distance maximale dangereuse sous le vent à partir du point source (2,3 km) et sont orientés dans la direction du vent (voir figure 16).
Si le vent ne fluctue que de 20° (315° ± 10°), le schéma de la zone dangereuse correspond à la figure 17.
Note. – Au cours des 5 minutes qui se sont écoulées depuis le début du déversement, la bouffée a franchi seulement 0,63 km. Sous un vent de 7,5 km/h, il s'écoulerait encore 13 minutes avant que la bouffée franchisse la distance maximale dangereuse sous le vent, soit 2,3 km.

5.4 Comportement dans l'eau

Déversé dans l'eau, le gaz naturel ne se dissout presque pas, mais il se dissipe dans l'atmosphère. Vu la faible solubilité des éléments du gaz naturel, aucun nomogramme relatif à son comportement dans l'eau n'a été préparé.

Figure 16

GAZ NATUREL

ZONE DANGEREUSE MAXIMALE SOUS UN VENT INVARIABLE
EXEMPLE DE PROBLÈME

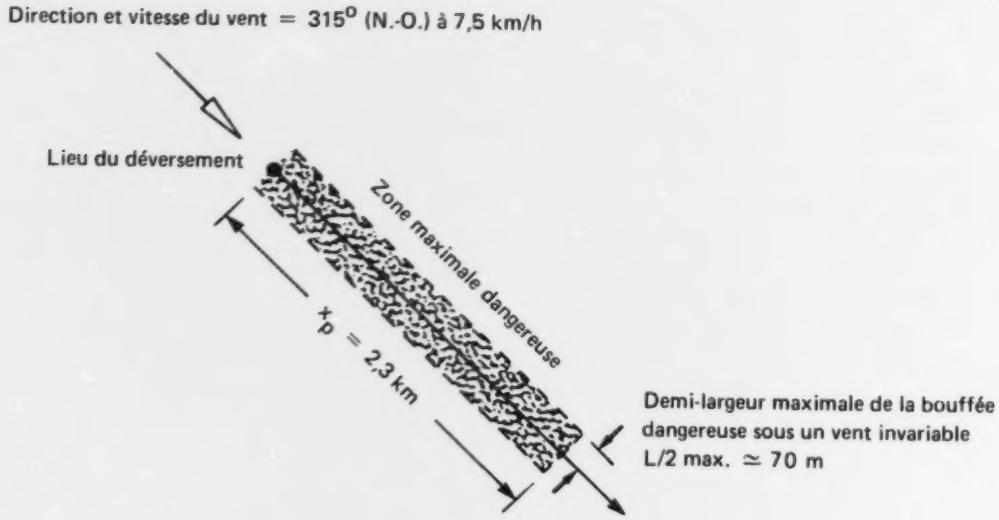
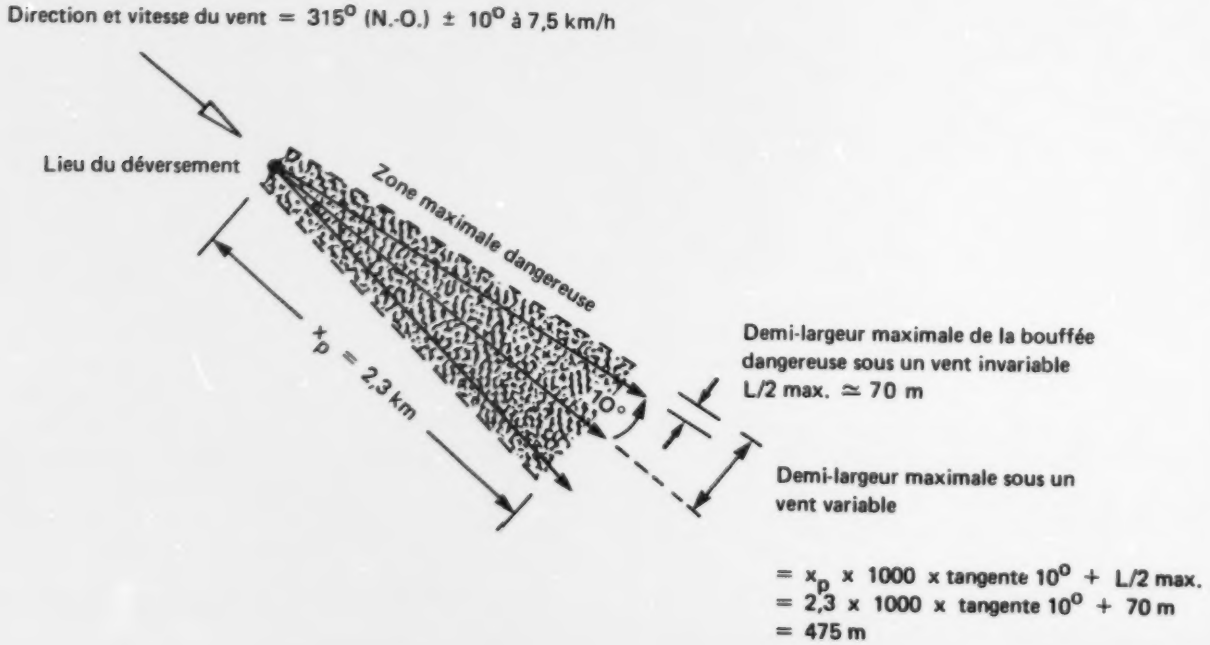


Figure 17

GAZ NATUREL

ZONE DANGEREUSE MAXIMALE SOUS UN VENT VARIABLE
EXEMPLE DE PROBLÈME



5.5 Comportement dans le sous-sol

La pénétration de gaz naturel dans le sol, que ce soit à l'état de gaz ou de solution aqueuse, ne pose pas de problème dans les cas prévisibles de déversements accidentels. Aussi aucun nomogramme n'a-t-il été préparé en ce qui concerne le comportement éventuel du polluant dans le sous-sol.

6 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

6.1 Limites maximales admissibles

6.1.1 Qualité de l'eau. – La teneur en méthane des eaux souterraines ne doit pas dépasser 3,1 $m^3/10^6$ l (50 $pi^3/100\ 000$ gal) (Water Management Goals, 1978).

6.1.2 Qualité de l'air. – Aucune limite n'a été fixée ni recommandée, que ce soit au Canada ou aux États-Unis.

6.2 Toxicité pour les espèces aquatiques

6.2.1 Situation au Canada. – La teneur totale en gaz dissous de l'eau ne doit pas dépasser 110 p. 100 de la valeur de saturation des gaz aux pressions atmosphériques et hydrostatiques existantes (Water Management Goals, 1978).

6.2.2 Situation aux U.S.A. – Il n'existe aucune norme.

6.2.3 Mesure de la toxicité

Toxicité pour les poissons

Teneur (mg/l)	Durée	Espèce	Résultat	Conditions	Source
Non indiquée	Non indiquée	Doré jaune	Ni toxique, ni dommageable	Comme méthane	WQC, 1963
65		Ménés	Aucun effet	Solution saturée de méthane	WQC, 1963

6.2.4 Études sur le milieu aquatique. – Les teneurs en méthane ont été mesurées dans une colonne d'eau et dans les sédiments se trouvant à proximité d'un gisement actif de gaz et de pétrole au large des côtes. La teneur plus élevée en méthane à toutes les profondeurs durant les mois d'été a démontré l'existence d'une production biologique associée à une augmentation du zooplancton et de la biomasse bactérienne dans la colonne d'eau (Wiesenburg, 1982).

6.3 Toxicité pour d'autres espèces

6.3.1 Toxicité pour le bétail. – Le méthane est un asphyxiant simple: il n'a pas d'effet physiologique autre que l'effet asphyxiant. Le facteur limitant de l'exposition au méthane est la réduction de la teneur en oxygène (TLV, 1983).

6.4 Autre toxicité dans l'air et sur terre

Le méthane résulte de la décomposition anaérobique de matières organiques dans les marais, les mines et les bassins de décomposition anaérobique (WQC, 1963). On a signalé que des plantes exposées à des fuites de gaz naturel ont vu leur teneur en certains minéraux baisser, de même que la teneur en azote de leurs feuilles; en revanche, le sol montrait une augmentation de la teneur en azote (Paul, 1979, 1980).

6.5 Études sur les effets toxiques

Le gaz naturel donne à l'eau une odeur qui ressemble à celle du benzène. L'odeur est plus ou moins forte selon le volume de gaz, le volume d'eau et la durée du contact (WQC, 1963).

6.6 Dégradation du polluant

D.B.O. (poids/poids)	% Théorique	Jours	Graine	Température	Source
3,04	3,99	35	Non indiquée	25 °C	Verschueren, 1984

7 PROTECTION DE LA SANTÉ

Dans ce qui a été publié à ce jour, il existe peu d'information au sujet des effets toxiques du gaz naturel sur les personnes ou sur les animaux de laboratoire ayant subi des expositions. Une forte teneur en polluant, parce qu'elle entraîne une baisse de la teneur en oxygène de l'air, peut provoquer une asphyxie. Le contact avec du gaz naturel liquide peut causer une gelure. Un gaz naturel acide, c'est-à-dire comportant du sulfure d'hydrogène, peut être passablement toxique. (Le lecteur est prié de consulter à ce sujet *Le sulfure d'hydrogène* dans la collection «Enviroguide».)

L'enquête bibliographique menée par les auteurs n'a pas permis de mettre la main sur quelque donnée relative aux effets cancérogènes ou aux effets sur la reproduction; elle n'a pas procuré davantage d'information sur le pouvoir mutagène du gaz naturel.

Les données présentées dans les tableaux qui suivent ont été tirées de sources de références sûres et elles fournissent un aperçu fidèle de l'information contenue dans la documentation établie.

7.1 Normes d'exposition

Les auteurs n'ont pas trouvé de norme applicable au gaz naturel comme tel. Le méthane, l'éthane et le propane sont classés par l'ACGIH comme de simples asphyxiants. Les valeurs fournies ci-dessous s'appliquent donc aux simples asphyxiants. Au Canada, les lignes directrices établies par les États provinciaux s'alignent généralement sur celles de l'ACGIH, à moins d'indication contraire.

Limites maximales admissibles

Ligne directrice	Origine	Teneur admissible	Source
Simple asphyxiant	ACGIH (USA)	La teneur minimale en oxygène doit être de 18 p. 100 (vol./vol.) dans des conditions normales.	TLV, 1983

Limite d'exposition de courte durée: aucune donnée.
Autres aspects de la toxicité pour l'homme: aucune donnée.

7.2 Données sur les propriétés irritantes

7.2.1 Contact avec la peau

Exposition	Effet	Source
Gaz liquéfié	Danger de gelure	CHRIS, 1978

7.2.2 Contact avec les yeux

Exposition	Effet	Source
Vapeurs	Aucune irritation	CHRIS, 1978

7.3 Données sur les propriétés organoleptiques

7.3.1 Odeur. – Le gaz naturel est généralement inodore. Cependant, on ajoute habituellement au produit commercialisé un agent odorisant qui peut être détecté à une teneur de moins de 1 p. 100 vol./vol. (Kirk-Othmer, 1980).

7.4 Études sur les effets toxiques

7.4.1 Inhalation

Exposition de courte durée	Effets	Source
• CHEZ L'HOMME		
Teneur et durée non précisées	Le gaz naturel est un simple asphyxiant. L'abaissement de la teneur en oxygène résultant de la présence du polluant peut être cause de difficulté respiratoire, de perte de connaissance et d'hypoxémie mortelle.	USDHEW, 1977
5 p. 100 (vol./vol. d'air)	Aucun effet systématique n'est discernable.	CHRIS, 1978

7.5 Symptômes et conséquences de l'intoxication

Les symptômes et les troubles de nature courante mentionnés dans la plupart des sources de renseignements ne sont pas accompagnés de références précises. Les références sont fournies seulement dans le cas des symptômes ou troubles d'une nature particulière ou inhabituelle.

7.5.1 Inhalation. – Les symptômes énumérés ici se manifestent dans les cas de fortes teneurs en gaz naturel: 1) besoin d'air pur; 2) respiration accélérée, à certains moments irrégulière; 3) maux de tête; 4) fatigue; 5) épuisement; 6) perte de connaissance; 7) convulsions.

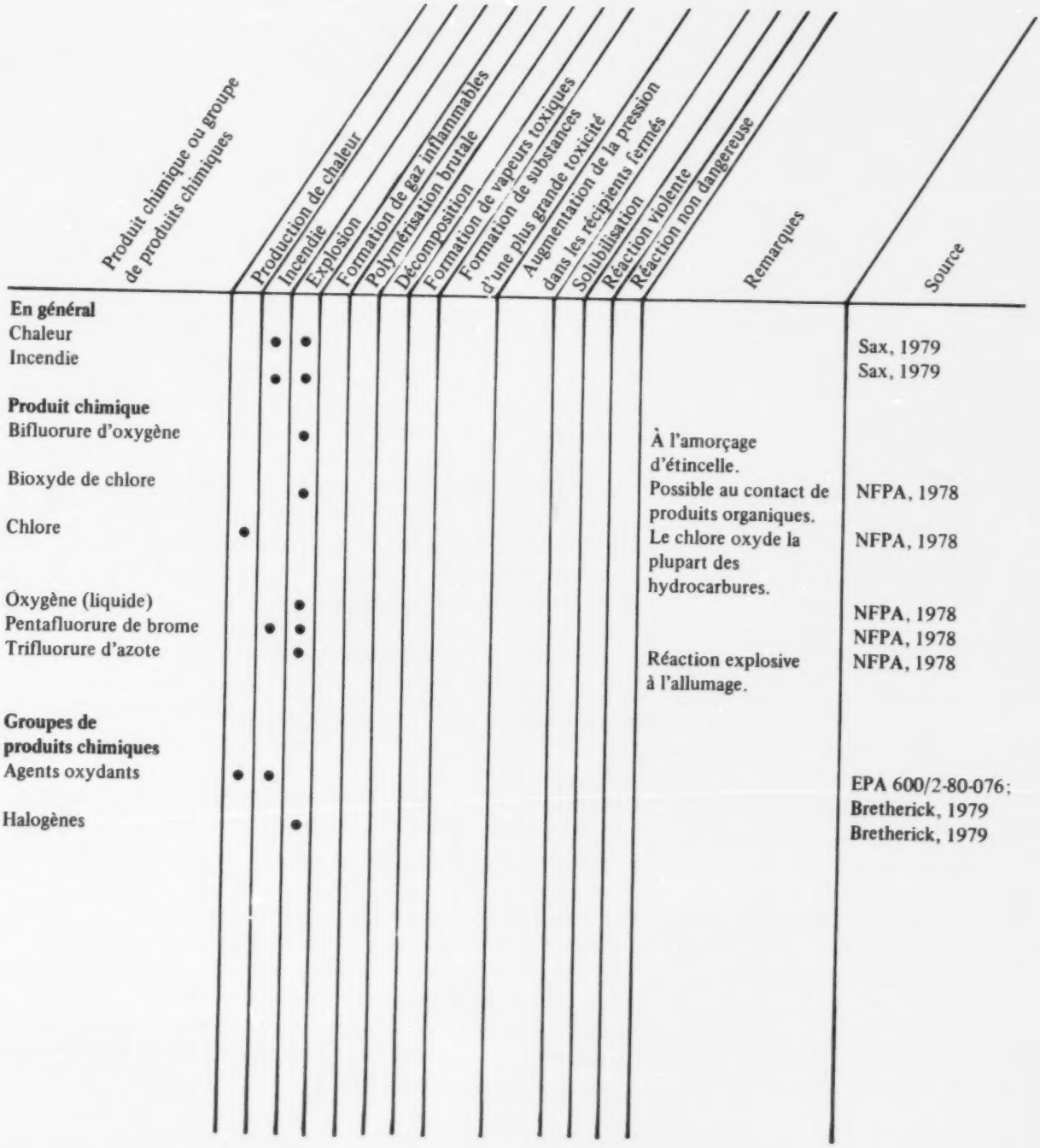
7.5.2 Ingestion. – L'ingestion est peu probable, étant donné que dans des conditions atmosphériques normales le produit est à l'état gazeux.

7.5.3 Contact avec la peau. – Le gaz naturel liquéfié ne présente aucun danger notable mais il peut causer une gelure (CHRIS, 1978).

7.5.4 Contact avec les yeux. – Les vapeurs de gaz naturel n'irritent pas les yeux (CHRIS, 1978).

8 COMPATIBILITÉ CHIMIQUE

8.1 Compatibilité entre le gaz naturel et divers agents



Produit chimique ou groupe de produits chimiques	Production de chaleur	Incendie	Explosion	Formation de gaz inflammables	Polymérisation brutale	Décomposition	Formation de vapeurs toxiques	Formation de substances d'une plus grande toxicité	Augmentation de la pression dans les récipients fermés	Solubilisation	Réaction violente	Réaction non dangereuse	Remarques	Source
En général														
Chaleur		•	•											Sax, 1979
Incendie		•	•											Sax, 1979
Produit chimique														
Bifluorure d'oxygène			•										À l'amorçage d'étincelle.	
Bioxyde de chlore			•										Possible au contact de produits organiques.	NFPA, 1978
Chlore	•												Le chlore oxyde la plupart des hydrocarbures.	NFPA, 1978
Oxygène (liquide)			•											NFPA, 1978
Pentafluorure de brome		•	•											NFPA, 1978
Trifluorure d'azote			•										Réaction explosive à l'allumage.	NFPA, 1978
Groupes de produits chimiques														
Agents oxydants	•	•												EPA 600/2-80-076; Bretherick, 1979
Halogènes			•											Bretherick, 1979

9 MESURES D'INTERVENTION ET DE SÉCURITÉ

9.1 Mesures recommandées

Les brefs exposés qui figurent dans la présente section sont repris des ouvrages sur lesquels a porté notre enquête bibliographique. Leur formulation originale a même été respectée afin d'éviter toute déformation de sens. Ce faisant, il devenait impossible d'empêcher que n'apparaissent d'éventuels désaccords entre les sources. D'autre part, le lecteur notera que la mention d'une mesure ne constitue d'aucune façon une recommandation de la part d'Environnement Canada.

9.1.1 Danger d'incendie. – Le gaz naturel forme avec l'air des mélanges inflammables. Le gaz naturel froid est plus lourd que l'air et s'étale au ras du sol; les vapeurs peuvent atteindre des sources d'inflammation éloignées, puis donner lieu à un retour de flamme (NFPA, 1978). Il y a danger de réinflammation ou d'explosion si un incendie est éteint sans que la fuite ne soit enrayée ou sans que le matériel situé aux abords ne soit refroidi. Des récipients peuvent exploser sous l'effet de la chaleur dégagée par un incendie (ERG, 1980; GE, 1980). Dans le cas des grands incendies, à bord d'un méthanier ou dans un emplacement de stockage par exemple, les moyens ordinaires d'intervention ne suffisent pas (Konzek, 1982).

9.1.2 Moyens d'extinction. – Refroidir avec de l'eau pulvérisée les récipients touchés par le feu et éloigner du même coup les mélanges gaz-air des sources d'inflammation. On peut se servir de mousse à grand foisonnement pour ralentir la vitesse de la combustion dans le cas de petits volumes de gaz échappé (NFPA, 1978). On ne doit pas utiliser d'eau sur les nappes en feu. Des jets d'eau pulvérisée peuvent servir à accélérer la diffusion des vapeurs et à protéger et refroidir l'équipement (Konzek, 1982).
Petit feu: utiliser de la poudre sèche (bicarbonate de sodium ou de potassium), du CO_2, un halogène extincteur (ex.: Halon 1301) (NFPA, 1978; Konzek, 1982).
Grand feu: utiliser de l'eau pulvérisée, un brouillard ou de la mousse.

Si cela ne présente pas de danger, on éloignera du lieu de l'incendie les récipients menacés. En tout temps, on se tiendra à l'écart des extrémités des réservoirs. Si l'incendie s'étend sur une grande surface, on utilisera des lances sur affût télécommandées ou des lances-tourelles (ERG, 1980).

9.1.3 Évacuation de la zone dangereuse. – Le présent paragraphe fournit des indications quant à la superficie de la zone à évacuer. Ces indications, qui sont tirées des sources bibliographiques consultées, ne sont pas toujours accompagnées, malheureusement, de données relatives à la quantité de polluant déversée, à la teneur en polluant de l'air, aux conditions météorologiques et aux caractéristiques du milieu. Aussi est-il recommandé au lecteur de comparer les chiffres présentés ci-après aux valeurs qui peuvent être obtenues en utilisant les méthodes de calcul de la zone dangereuse, à la section 5.3, lesquelles tiennent compte des facteurs susmentionnés. Dans le cas d'une explosion, la distance minimale de protection contre la volée d'éclats est de 600 mètres (dans toutes les directions). Tout moteur à combustion interne ou toute autre source possible d'inflammation doivent être maintenus à une distance minimale de 55 mètres de l'endroit où l'incendie est susceptible de prendre naissance (EAG, 1978).

9.1.4 Mesures d'intervention en cas de déversement

9.1.4.1 Information générale. – Arrêter ou ralentir l'écoulement du produit si cela ne présente aucun danger. Éliminer tout ce qui pourrait être source d'inflammation. Éviter tout contact avec la peau et éviter d'inhaler (GE, 1980).

9.1.4.2 GNL s'échappant des citernes d'un méthanier. – Il existe plusieurs études sur les mesures d'intervention en cas de déversement accidentel à partir d'un méthanier. Little (1982) estime que des «rideaux» suspendus dans les citernes peuvent réduire considérablement la quantité de gaz liquéfié s'échappant d'une citerne percée. On a proposé, par ailleurs, qu'une torche installée sur un catamaran soit utilisée pour brûler le GNL déversé par un méthanier accidenté; ce dispositif pourrait brûler en toute sûreté la plus grande partie du GNL restant (DOE, 1982).

9.1.5 Élimination du polluant. – Le gaz naturel, s'il est recueilli, peut être éliminé par incinération dans toute installation autorisée à effectuer cette opération.

9.1.7 Appareils et vêtements de protection. – Avant d'entrer dans une zone où ni la matière déversée ni ses propriétés ne sont connues, il est essentiel de se munir d'un appareil respiratoire et de revêtir un scaphandre résistant aux agents chimiques. Il est à noter que le gaz naturel brut peut avoir une teneur élevée en sulfure d'hydrogène, une substance toxique. Si l'équipe d'intervention sait que le produit déversé est du gaz naturel liquéfié:

– Des vêtements protecteurs destinés à empêcher que le GNL ou des vapeurs froides n'entrent en contact avec le corps doivent être portés (NFPA, 1978);
– Un appareil respiratoire, autonome ou à adduction d'air, est nécessaire (GE, 1980);
– Une visière, des gants, des lunettes et des chaussures de sécurité devraient faire partie de l'équipement des personnes qui s'occupent de la manutention des bouteilles (GE, 1980).

9.1.7 Entreposage. – On doit entreposer les bouteilles dans un endroit bien aéré, où le risque d'incendie est faible. On choisira de préférence un local isolé ou un emplacement en plein air. Les bouteilles doivent être à bonne distance des agents oxydants et des sources possibles d'inflammation; elles doivent également être protégées contre tout dommage matériel. En aucune de ses parties la bouteille ne doit être exposée à des températures dépassant 52 °C. Les conduites et tout le matériel servant à la manutention et au stockage du méthane et du GNL doivent être mis à la terre pour empêcher l'amorçage d'étincelles d'électricité statique. Enfin, on s'abstiendra d'utiliser quelque outil susceptible de produire des étincelles (GE, 1980).

10 CAS DE DÉVERSEMENT ACCIDENTEL

Le présent chapitre expose un cas d'accident. Il fournit des renseignements qui permettent au lecteur de mieux comprendre le processus d'intervention et les mesures de lutte que requiert un déversement accidentel. Le cas rapporté ici a été choisi en fonction de certains critères; il ne faut pas voir dans le nombre de cas décrits une indication relative à l'ampleur ou à la fréquence des déversements.

Lorsqu'il y aura une nouvelle édition du présent guide, les auteurs procéderont à une mise à jour qui permettra d'intégrer au présent chapitre toute nouvelle information pertinente qui rendra compte du progrès des techniques d'intervention.

10.1 Rupture d'un gazoduc

Le 11 mai 1979, à Philadelphie, la rupture d'une conduite de gaz provoqua une explosion et un incendie qui causèrent d'énormes dégâts (NTSB, 1979).

Avant que la tragédie ne survienne, un enregistreur de pression relié à une conduite de 8 po d'une section ancienne du réseau souterrain transmit l'indication d'une forte baisse de pression. (Plus tard, des passants devaient rapporter la présence d'une odeur de gaz dans les environs.) Des employés de Philadelphia Gas Works furent envoyés sur place pour inspecter les lieux. Un des employés releva aussitôt une indication d'explosivité inférieure de 100 p. 100 sur un détecteur de gaz combustible. Il prévint ses compagnons qui se trouvaient dans le secteur et on lui demanda d'inspecter les immeubles avoisinants. Il pénétra dans une taverne... et quelques secondes à peine s'écoulèrent avant que l'immeuble n'explose. La secousse détruisit également une maison rattachée à l'immeuble, ainsi qu'un garage situé à l'arrière. Une portion de rue adjacente aux immeubles s'affaissa. Les immeubles prirent feu. Les pompiers arrivèrent et commencèrent à combattre les flammes. Le feu étant alimenté par la fuite de gaz, l'équipe d'intervention s'empressa d'injecter de la graisse dans la conduite principale et dans les conduites de branchement. Il fallut une heure et dix minutes pour mettre fin à l'incendie. Il y eut sept pertes de vie et dix-neuf personnes furent blessées.

Le moyen utilisé pour obturer les conduites de gaz mérite une remarque. L'injection de graisse dans une conduite principale ou dans une conduite de branchement arrête l'écoulement de gaz dans un système à faible pression. L'opération requiert moins de temps que le recours au sac gonflable, un moyen parfois utilisé. Lorsque le danger est passé, les conduites bouchées sont soit abandonnées, soit remplacées, soit nettoyées (selon la quantité de graisse utilisée).

Après l'accident, les enquêteurs constatèrent que la fuite de gaz était due au sectionnement complet de la conduite principale de 8 po de diamètre. Il y avait eu érosion autour de la conduite et sous la conduite. Une cavité était dissimulée sous la surface de la rue – c'était d'ailleurs la raison pour laquelle il y avait eu affaissement du sol au moment de l'explosion. La conduite de fonte s'était ouverte lorsqu'elle s'était sectionnée sous l'effet de sa propre pesanteur dans le vide constitué par la cavité. Des analyses de la fonte brisée montrèrent qu'il y avait eu fissure d'abord, puis rupture par la suite. Le gaz qui avait envahi la cavité souterraine avait par la suite gagné les immeubles en longeant les divers branchements d'utilité publique, à la faveur d'un sol peu compact.

11 IDENTIFICATION ET DOSAGE DU POLLUANT

Les méthodes d'analyse utilisées pour l'identification et le dosage des polluants chimiques d'intérêt prioritaire sont expliquées dans les lignes qui suivent.

Les méthodes décrites et les références signalées ont été choisies en fonction d'analyse d'échantillons d'air, d'eau et de sol devant être faites dans un laboratoire de chimie doté d'un équipement standard, éloigné du lieu d'où proviennent les prélèvements. Les auteurs ont consulté les sources habituelles exposant les méthodes normalisées ou recommandées, et décrit sommairement celles qui s'appliquent à chaque produit chimique. Parmi ces sources, ont compte des publications du National Institute for Occupational Safety and Health des États-Unis (NIOSH), de l'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA), de l'American Water Works Association, de l'American Society for Testing and Materials et de l'American National Standards Institute.

Lorsque les méthodes normalisées ou recommandées ont été jugées fiables et suffisamment spécifiques pour l'analyse des échantillons provenant des matières déversées et du milieu touché et lorsqu'elles ne nécessitaient pas un équipement de laboratoire hautement spécialisé, nous n'avons pas cherché plus loin. Enfin, lorsque nous avons découvert des tests simples et fiables, couramment utilisés dans l'industrie, nous les avons signalés.

11.1 Dosage du polluant présent dans l'air (analyses quantitatives)

11.1.1 Chromatographie en phase gazeuse (APHA, 1977). – La chromatographie en phase gazeuse associée à la détection de l'ionisation de flammes permet de doser une plage de teneurs en méthane de l'air allant jusqu'à 655 $\mu g/m^3$ (1 ppm). Il est possible d'élargir la plage par modification de l'atténuation sur le chromatographe.

L'air est aspiré dans une boucle d'échantillonnage à 100 ml/mn. La boucle est reliée à une colonne d'épuration en acier inoxydable de 12 po ayant un diamètre extérieur de 1/4 po et garnie de 10 p. 100 de Carbowax 400 sur des mailles 60/80 de Chromosorb-W.H.P., de mailles de gelée de silice 60/80 et de Malcosorb. L'air échantillonné passe ensuite par un tube de réduction catalytique en acier inoxydable de 6 po, ayant un diamètre extérieur de 1/4 po et garni à 10 p. 100 de nickel sur des mailles 42/60 de brique réfractaire C-22. Puis, l'air passe dans le détecteur d'ionisation à flamme. Le dosage de l'échantillon en gaz naturel se fait selon les temps de retention et la hauteur de crête ainsi que la courbe standard. Les conditions typiques de chromatographie en phase gazeuse sont les suivantes: un débit de gaz porteur à l'hélium de 200 ml/mn, un débit d'hydrogène dans le tube catalytique de 30 ml/mn, un débit d'hydrogène sur la flamme à 60 ml/mn, un débit d'air sur la flamme à 400 ml/mn, avec température de détecteur à 150 °C, de colonne d'épuration à 25 °C et de tube catalytique à 360 °C.

11.2 Identification du polluant dans l'air (analyse qualitative)

Étant donné la non-réactivité du méthane, la façon la plus simple d'effectuer la détection qualitative du gaz naturel dans l'air serait par la méthode de détection par tube Dräger. On aspire l'air dans le tube de détection Dräger au moyen d'une pompe multigaz Dräger. Le changement de couleur de la couche de détection du blanc au vert brunâtre puis au gris violet indique la présence de gaz naturel (Drãger, 1979).

11.3 Dosage du polluant présent dans l'eau (analyse quantitative)

11.3.1 Chromatographie en phase gazeuze (AWWA, 1980). – On peut déterminer la présence de méthane dans l'eau par chromatographie en phase gazeuse, au moyen de la détection de la conductivité thermique. On peut ainsi doser jusqu'à 1 ppm de méthane dans l'eau et il est possible d'élargir la plage de détection par simple dilution.

Recueillir un échantillon représentatif d'au moins 1 l dans un contenant approprié en vitre. Injecter 1 à 2 ml de l'échantillon dans un chromatographe en phase gazeuse approprié et équipé d'un détecteur de conductivité thermique. Le dosage du méthane se fait selon la hauteur de crête et le temps de rétention ainsi que la courbe d'étalonnage. Les conditions typiques de chromatographie en phase gazeuse sont les suivantes: débit de gaz porteur à l'hélium à 80 ml/mn, avec colonne à température ambiante et colonne analytique à 30 p. 100 de hexaméthylphosphoramide sur Chromosorb P.

11.4 Identification du polluant présent dans l'eau (analyse qualitative)

On peut se servir de la méthode de partage à l'infrarouge pour la détection de gaz naturel dans l'eau. On se sert de fréon 113 (trichloro-1,1,2 trifluoro-1,2,2 éthane) pour extraire le gaz naturel de l'eau. Utiliser des cellules de quartz de 1 cm avec du fréon 113 dans le faisceau de référence d'un spectrophotomètre à infrarouge à double faisceau pour le balayage de l'échantillon entre 3200 cm^{-1} à 2700 cm^{-1}. La présence de bandes caractéristiques entre 3200 cm^{-1} et 2700 cm^{-1} indique la présence de gaz naturel (AWWA, 1981).

12 RÉFÉRENCES ET BIBLIOGRAPHIE*

12.1 Références

Allsop 1980: Allsop, D.G.W., "Transporting LNG from Indonesia to Japan", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, Chicago, IL. (1980).

APHA 1977: Katz, M. (ed.), Methods of Air Sampling and Analysis, Second Edition, American Public Health Association, Washington, DC, Method 201. (1977).

AWWA 1980: American Water Works Association, Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 15th Edition, American Public Health Association, Washington, DC, pp. 527-529, 461-463. (1976).

Blackmore 1982: Blackmore, D.R., Eyre, J.A., Summers, G.G., "Dispersion and Combustion Behaviour of Gas Clouds Resulting from Large Spillages of LNG and LPG on to the Sea", Trans. I Mar. E, Vol. 94, paper 29. (1982).

Bretherick 1979: Bretherick, L., Handbook of Reactive Chemical Hazards, Second Edition, Butterworths, London, England. (1979).

CCD 1977: Hawley, G.G., The Condensed Chemical Dictionary, Ninth Edition, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1977).

Chem. Eng. 1975: Yaws, C.L., "Physical and Thermodynamic Properties", Chemical Engineering, Vol. 82, No. 10, pp. 89-97. (12 May 1975).

CHRIS 1978: U.S. Department of Transportation, Coast Guard, Chemical Hazards Response Information System (CHRIS), Washington, DC. (1978).

CMR 1979: Barry, G.S., "Salt", Canadian Mineral Reviews, Canadian Government Publishing Centre, Hull, Quebec. (1979).

Corkhill 1980: Corkhill, M., "LNG Shipping: Past, Present and Future Directions", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, Chicago, IL. (1980).

CRC 1980: Weast, R.C. (ed.), CRC Handbook of Chemistry and Physics, 60th Edition, Chemical Rubber Publishing Company, Cleveland, OH. (1980).

Cuneo 1980: Cuneo, J.J., Anderson, O.D., Iverson, H.H., "Operating Experience with LNG Carriers - Applying the Skirt Supported, Spherical Cargo Tand Design", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, Chicago, IL. (1980).

Doc. TLV 1981: American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH), Documentation of Threshold Limit Values, Fourth Edition, Cincinnati, OH. (1981).

DOE 1982: A.D. Little Inc., Flare System for Safe Disposal of LNG from a Disabled Tanker, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, Report No. DOE/EV/10502-3. (1982).

* Listes reproduites de l'édition anglaise.

DOT 1980: United States Coast Guard, Liquefied Natural Gas and Liquefied Petroleum Gas: Views and Practices, Policy and Safety, G-MHM-3/TP14. (1980).

Drager 1979: Leichnitz, K. (ed.), "Air Investigations and Technical Gas Analysis with Drager Tubes", Detector Tube Handbook, Fourth Edition, Lubeck, Germany, p. 112. (1979).

EAG 1978: U.S. Department of Transportation, Emergency Action Guide for Selected Hazardous Materials, Research and Special Programs Administration, Materials Transportation Bureau, Washington, DC. (1978).

Energy 1982: Energy Analysts Inc., Supplementary Risk Analysis for the Melford Point LNG Receiving Terminal, prepared for Arctic Pilot Project and Trans Canada Pipelines Limited by Energy Analysts Inc., Norman, OK. (1982).

Enger 1972: Enger, T., Hartman, D.E., LNG Spillage on Wager: Final Report on Rapid Phase Transformations, Industry Consortium on LNG, Dallas, TX. (1972).

EPA 600/2-80-076: Hatayama, H.K., Chen, J.J., deVera, E.R., Stephens, R.D., Storm, D.L., A Method for Determining the Compatibility of Hazardous Wastes, Municipal Environmental Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Cincinnati, OH. (April, 1980).

ERG 1980: U.S. Department of Transportation, Hazardous Materials, 1980 Emergency Response Guidebook, Research and Special Programs Administration, Materials Transportation Bureau, Washington, DC. (1980).

Ermak 1981: Ermak, D.L., Chan, S.T., Morgan, D.L., Morris, L.K., A Comparison of Dense Gas Dispersion Model Simulations with Burro Series LNG Spill Test Results, Lawrence Livermore Laboratories, Livermore, CA, Report No. UCRL-86713. (1981).

FP 1980: The Financial Port Survey of Mines and Energy Resources 1980, MacLean-Hunter Limited, Toronto, Ontario. (1980).

GE 1980: General Electric Company, Material Safety Data Sheets, Material Safety Information Services, Schenectady, NY. (July, 1980).

GEH 1965: Gas Engineers Handbook, The Industrial Press, New York, NY. (1965).

GPP: Uniroy 1, Guide to Polymer Properties, Uniroyal Inc., Mishawaka, IN. Not dated.

Hansch and Leo 1979: Hansch, C., Leo, A., Substitute Constants for Correlation Analysis in Chemistry and Biology, John Wiley & Sons Inc., New York, NY. (1979).

HCG 1981: Compressed Gas Association, Inc., Handbook of Compressed Gases, Second Edition, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1981).

HNGE 1959: Katz, D.L., Cornell, D., Vary, J.A., et al., Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw-Hill Book Company, New York, NY. (1959).

JANAF 1971: Stull, D.R., Prophet, H., JANAF Thermochemical Tables, Second Edition, Office of Standard Reference Data, U.S. National Bureau of Standards, Washington, DC. (June, 1971).

Kirk-Othmer 1980: Grayson, M., Eckroth, D. (ed.), Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, Third Edition, Vol. 1, John Wiley & Sons Inc., New York, NY. (1980).

Konzek 1982: Konzek, G.J., Yasutake, K.M., Franklin, A.L., LNG Fire and Vapour Control System Technologies, Pacific Northwest Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. PNL-4398. (1982).

Koopman 1981: Koopman, R.P., Cederwall, R.T., Ermak, D.L., et al., Description and Analysis of Burro Series 40-m^3 LNG Spill Experiments, Lawrence Livermore Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, DC. (1981).

Lange's Handbook 1979: Dean, J.A. (ed.), Lange's Handbook of Chemistry, 12th Edition, McGraw-Hill Book Company, New York, NY. (1979).

LGFS 1982: Liquefied Gaseous Fuels Safety and Environmental Control Assessment Program: Third Status Report, Pacific Northwest Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, PNL-4172. (1982).

Lefèvre 1980: Lefèvre, M.J., Becker, E.O., First Aid Manual for Chemical Accidents - For Use with Nonpharmaceutical Chemicals, Dowden, Hutchinson, and Ross, Inc., Stroudsburg, PA. (1980).

Little 1982: A.D. Little Inc., Prevention and Control of LNG Tanker Spills with Membrane Barrier Systems Inside Cargo Tanks, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, Report No. DOE/EV/10502-2. (1982).

LNG 1977: Canuck Engineering Ltd., LNG Pipelines a Technology Assessment, Calgary, Alberta. (1977).

LPG 1982: Williams, A.F., Lom, W.L., Liquefied Petroleum Gases, John Wiley & Sons, New York, NY. (1982).

Matheson 1972: Matheson Gas Products, Material Safety Data Sheet, Lyndhurst, NJ. (1972).

Matheson 1974: Matheson Gas Products, The Matheson Unabridged Gas Data Book, Lyndhurst, NJ. (1974).

Matheson 1980: Matheson Gas Products, Matheson Gas Data Book, Sixth Edition, Lyndhurst, NJ. (1980).

Merck 1976: Windholz, M., Budavari, S., Stroumtsos, L.Y., Fertig, M.N. (ed.), The Merck Index, Ninth Edition, Merck & Co. Inc., Rahway, NJ. (1976).

NFPA 1978: National Fire Protection Association, Fire Protection Guide on Hazardous Materials, Seventh Edition, Boston, MA. (1978).

NIOSH/OSHA 1981: U.S. Department of Health and Human Services, National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), U.S. Department of Labor, Occupational Safety and Health Administration (OSHA), Occupational Health Guidelines for Chemical Hazards, NIOSH Publication No. 81-123. (1981).

NMAB 1980: National Materials Advisory Board, Safety Aspects of Liquefied Natural Gas in the Marine Environment, for the United States Coast Guard, Washington, DC, PB80-207210. (1980).

NTSB 1979: National Transportation Safety Board, Pipeline Accident Report - Philadelphia Gas Works - Natural Gas Pipeline Rupture, and Explosion - Philadelphia Pennsylvania, May 11, 1979, Washington, DC, Report No. NTSB-PAR-79-31. (1979).

OGJ 1983: The Petroleum Company, "Major Natural Gas Pipelines in the United States and Canada", Oil and Gas Journal, Tulsa, OK. (1983).

Oilweek 1976: "Oilweek Pipeline Wall Map, 1976-1977", Oilweek. (November 1, 1976).

Oilweek 1984: "Gas Processing Plant Capacities", Oilweek. (January 16, 1984).

Parnarouskis 1980: Parnarouskis, M.C., Taylor, M.W., Lind, C.D., Raj, P.P.K., Cece, J.M., "Vapour Cloud Explosion Study", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, IL. (1980).

Patty 1981: Clayton, G.D., Clayton, F.E. (ed.), Patty's Industrial Hygiene and Toxicology, Vols. 2A, 2B, Third Revised Edition, John Wiley and Sons Canada Limited, Toronto, Ontario. (1981).

Paul 1979: Paul, R., Clarembeaux, A., "Nitrogen and Its Availability for Plants in Soils Submitted to Natural Gas Leaks", Bull. Soc. R. Bot. Belg., Vol. 112, No. 2, pp. 179-185. (1979).

Paul 1980: Paul, R., Delcarte, E., Tilman, J., Godefroid, C., "Effect of Natural Gas Leaks on Mineral Nutrition of Street Trees", Trib. CEBEDEAU, Vol. 33, No. 445, pp. 543-537. (1980).

Pelto 1982: Pelto, P.J., Baker, E.G., Holter, G.M., Powers, T.B., An Overview Study of LNG Release Prevention and Control Systems, Pacific Northwest Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, Report No. PNL-4014. (1982).

Perry 1973: Perry, R.H., Chilton, C.H. (ed.), Chemical Engineer's Handbook, Fifth Edition, McGraw-Hill Book Company, New York, NY. (1973).

Robinson 1984: Robinson, C., Smith, D.B., "The Auto-Ignition Temperature of Methane", Journal of Hazardous Materials, Vol. 8, pp. 199-203. (1984).

Rosenstock 1977: Rosenstock, H.M., Draxl, K., Steiner, B., Herron, J.T., Energetics of Gaseous Ions, National Bureau of Standards, Washington, DC. (1977).

RTDCR 1974: Canadian Transport Commission, Regulations for the Transportation of Dangerous Commodities by Rail, published by Supply and Services Canada, Ottawa, Ontario. (1974).

Royal 1980: Royal Bank of Canada, Canadian Oil and Gas Map, Energy and Mineral Resources Department, Calgary, Alberta. (1980).

Sax 1979: Sax, N.I., Dangerous Properties of Industrial Materials, Fifth Edition, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1979).

TCM 1979: General American Transportation Corporation, Tank Car Manual, Chicago, IL. (May, 1979).

TLV 1983: American Conference of Governmental Industrial Hygienists, TLV*s Threshold Limit Values for Chemical Substances and Physical Agents in the Workroom Environment with Intended Changes for 1983-84, Cincinnati, OH. (1983).

TPS 1978: GSR Fluid Handling, Thermoplastic Piping Systems, Sun Valley, CA. (1978).

Ullmann 1975: Ullmanns Encyklopaedie der technischen Chemie, Verlag Chemie, Weinheim. (1975).

USCG 1977: United States Coast Guard, Predictability of LNG Vapor Dispersion from Catastrophic Spills onto Water, Washington, DC, ADA040525. (1977).

USCG 1980: Schneider, A.L., Lind, C.B., Parnarouskis, M.C., U.S. Coast Guard Liquefied Natural Gas Research at China Lake, United States Coast Guard, Washington, DC, ADA081644. (1980).

USDHEW 1977: U.S. Department of Health, Education and Welfare, Occupational Diseases. A Guide to Their Recognition, National Institute for Occupational Safety and Health, DHEW (NIOSH) No. 77-181. (1977).

Verschueren 1984: Verschueren, K., Handbook of Environmental Data on Organic Chemicals, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1984).

Water Management Goals 1978: Ontario Ministry of the Environment, Water Management Goals, Policies, Objectives and Implementation Procedures for the Ministry of the Environment, Toronto, Ontario. (November, 1978).

Wiesenburg 1982: Wiesenburg, D.A., Brooks, J.M., Burke, R.A. Jr., "Gaseous Hydrocarbons Around An Active Offshore Gas and Oil Field", Environ. Sci. Technol., Vol. 16, No. 5, pp. 278-282. (1982).

WQC 1963: McKee, J.E., Wolf, H.W., Water Quality Criteria, Second Edition, Resources Agency of California, State Water Quality Control Board, pp. 198, 219. (1963).

WQC 1972: National Academy of Sciences, Water Quality Criteria 1972: A Report of the Committee on Water Quality Criteria, Environmental Studies Board, National Academy of Sciences, Washington, DC, p. 148. (1972).

12.2 Bibliographie

Allsop, D.G.W., "Transporting LNG from Indonesia to Japan", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, Chicago, IL. (1980).

American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH), Documentation of Threshold Limit Values, Fourth Edition, Cincinnati, OH. (1981).

American Conference of Governmental Industrial Hygienists, TLV*s Threshold Limit Values for Chemical Substances and Physical Agents in the Workroom Environment with Intended Changes for 1983-84, Cincinnati, OH. (1983).

American Water Works Association, Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 15th Edition, American Public Health Association, Washington, DC, pp. 527-529, 461-463. (1976).

Barry, G.S., "Salt", Canadian Mineral Reviews, Canadian Government Publishing Centre, Hull, Quebec. (1979).

Blackmore, D.R., Eyre, J.A., Summers, G.G., "Dispersion and Combustion Behaviour of Gas Clouds Resulting from Large Spillages of LNG and LPG on to the Sea", Trans I Mar E, Vol. 94, paper 29. (1982).

Bretherick, L., Handbook of Reactive Chemical Hazards, Second Edition, Butterworths, London, England. (1979).

Canadian Transport Commission, Regulations for the Transportation of Dangerous Commodities by Rail, published by Supply and Services Canada, Ottawa, Ontario. (1974).

Canuck Engineering Ltd., LNG Pipelines a Technology Assessment, Calgary, Alberta. (1977).

Clayton, G.D., Clayton, F.E. (ed.), Patty's Industrial Hygiene and Toxicology, Vols. 2A, 2B, Third Revised Edition, John Wiley and Sons Canada Limited, Toronto, Ontario. (1981).

Compressed Gas Association, Inc., Handbook of Compressed Gases, Second Edition, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1981).

Corkhill, M., "LNG Shipping: Past, Present and Future Directions", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, Chicago, IL. (1980).

Cuneo, J.J., Anderson, O.D., Iverson, H.H., "Operating Experience with LNG Carriers - Applying the Skirt Supported, Spherical Cargo Tank Design", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, Chicago, IL. (1980).

Dean, J.A. (ed.), Lange's Handbook of Chemistry, 12th Edition, McGraw-Hill Book Company, New York, NY. (1979).

Energy Analysts Inc., Supplementary Risk Analysis for the Melford Point LNG Receiving Terminal, prepared for Arctic Pilot Project and Trans Canada Pipelines Limited by Energy Analysts Inc., Norman, OK. (1982).

Enger, T., Hartman, D.E., LNG Spillage on Water: Fianl Report on Rapid Phase Transformations, Industry Consortium on LNG, Dallas, TX. (1972).

Ermak, P.L., Chan, S.T., Morgan, D.L., Morris, L.K., A Comparison of Dense Gas Dispersion Model Simulations with Burro Series LNG Spill Test Results, Lawrence Livermore Laboratories, Livermore, CA, Report No. UCRL-86713. (1981).

The Financial Port Survey of Mines and Energy Resources 1980, MacLean-Hunter Limited, Toronto, Ontario. (1980).

Gas Engineers Handbook, The Industrial Press, New York, NY. (1965).

General American Transportation Corporation, Tank Car Manual, Chicago, IL. (May, 1979).

General Electric Company, Material Safety Data Sheets, Material Safety Information Services, Schenectady, NY. (July, 1980)

Grayson, M., Eckroth, D. (ed.), Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, Third Edition, Vol. 1, John Wiley & Sons Inc., New York, NY. (1980).

GSR Fluid Handling, Thermoplastic Piping Systems, Sun Valley, CA. (1978).

Hansch, C., Leo, A., Substitute Constants for Correlation Analysis in Chemistry and Biology, John Wiley & Sons Inc., New York, NY. (1979).

Hatayama, H.K., Chen, J.J., deVera, E.R., Stephens, R.D., Storm, D.L., A Method for Determining the Compatibility of Hazardous Wastes, Municipal Environmental Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Cincinnati, OH. (April, 1980).

Hawley, G.G., The Condensed Chemical Dictionary, Ninth Edition, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1977).

Katz, D.L., Cornell, D., Vary, J.A., et al., Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw-Hill Book Company, New York, NY. (1959).

Katz, M. (ed.), Methods of Air Sampling and Analysis, Second Edition, American Public Health Association, Washington, DC, Method 201. (1977).

Konzek, G.J., Yasutake, K.M., Franklin, A.L., LNG Fire and Vapour Control System Technologies, Pacific Northwest Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, Report No. PNL-4398. (1982).

Koopman, R.P., Cederwall, R.T., Ermak, D.L., et al., Description and Analysis of Burro Series 40-m^3 LNG Spill Experiments, Lawrence Livermore Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, DC. (1981).

Lefèvre, M.J., Becker, E.O., First Aid Manual for Chemical Accidents - For Use with Nonpharmaceutical Chemicals, Dowden, Hutchinson, and Ross, Inc., Stroudsburg, PA. (1980).

Leichnitz, K. (ed.), "Air Investigations and Technical Gas Analysis with Drager Tubes", Detector Tube Handbook, Fourth Edition, Lubeck, Germany, p. 112. (1979).

Liquefied Gaseous Fuels Safety and Environmental Control Assessment Program: Third Status Report, Pacific Northwest Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, PNL-4172. (1982).

A.D. Little Inc., Flare System for Safe Disposal of LNG from a Disabled Tanker, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, Report No. DOE/EV/10502-3. (1982).

A.D. Little Inc., Prevention and Control of LNG Tanker Spills with Membrane Barrier Systems Inside Cargo Tanks, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, Report No. DOE/EV/10502-2. (1982).

Matheson Gas Products, The Matheson Unabridged Gas Data Book, Lyndhurst, NJ. (1974).

Matheson Gas Products, Material Safety Data Sheet, Lyndhurst, NJ. (1972).

Matheson Gas Products, Matheson Gas Data Book, Sixth Edition, Lyndhurst, NJ. (1980).

McKee, J.E., Wolf, H.W., Water Quality Criteria, Second Edition, Resources Agency of California, State Water Quality Control Board, pp. 198, 219. (1963).

National Academy of Sciences, Water Quality Criteria 1972: A Report of the Committee on Water Quality Criteria, Environmental Studies Board; National Academy of Sciences, Washington, DC, p. 148. (1972).

National Fire Protection Association, Fire Protection Guide on Hazardous Materials, Seventh Edition, Boston, MA. (1978).

National Materials Advisory Board, Safety Aspects of Liquefied Natural Gas in the Marine Environment, for the United States Coast Guard, Washington, DC, PB80-207210. (1980).

National Transportation Safety Board, Pipeline Accident Report - Philadelphia Gas Works - Natural Gas Pipeline Rupture and Explosion - Philadelphia, Pennsylvania, Washington, DC, Report No. NTSB-PAR-79-31. (1979).

Oilweek, "Gas Processing Plant Capacities". (January 16, 1984).

Oilweek, "Oilweek Pipeline Wall Map, 1976-1977". (November 1, 1976).

Ontario Ministry of the Environment, Water Management Goals, Policies, Objectives and Implementation Procedures for the Ministry of the Environment, Toronto, Ontario. (November, 1978).

Parnarouskis, M.C., Taylor, M.W., Lind, C.D., Raj, P.P.K., Cece, J.M., "Vapour Cloud Explosion Study", Sixth International Conference on Liquefied Natural Gas, Institute of Gas Technology, Chicago, IL. (1980).

Paul, R., Clarembeaux, A., "Nitrogen and Its Availability for Plants in Soils Submitted to Natural Gas Leaks", Bull. Soc. R. Bot. Belg., Vol. 112, No. 2, pp. 179-185. (1979).

Paul, R., Delcarte, E., Tilman, J., Godefroid, C., "Effect of Natural Gas Leaks on Mineral Nutrition of Street Trees", Trib. CEBEDEAU, Vol. 33, No. 445, pp. 543-537. (1980).

Pelto, P.J., Baker, E.G., Holter, G.M., Powers, T.B., An Overview Study of LNG Release Prevention and Control Systems, Pacific Northwest Laboratory, for U.S. Department of Energy, Washington, DC, Report No. PNL-4014. (1982).

Perry, R.H., Chilton, C.H. (ed.), Chemical Engineer's Handbook, Fifth Edition, McGraw-Hill Book Company, New York, NY. (1973).

Petroleum Publishing Company, "Major Natural Gas Pipelines in the United States and Canada", Oil and Gas Journal, Tulsa, OK. (1983).

Robinson, C., Smith, D.B. "The Auto-Ignition Temperature of Methane", Journal of Hazardous Materials, Vol. 8, pp. 199-203. (1984).

Rosenstock, H.M., Draxl, K., Steiner, B., Herron, J.T., Energetics of Gaseous Ions, National Bureau of Standards, Washington, DC. (1977).

Royal Bank of Canada, Canadian Oil and Gas Map, Energy and Mineral Resources Department, Calgary, Alberta. (1980).

Sax, N.I., Dangerous Properties of Industrial Materials, Fifth Edition, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1979).

Schneider, A.L., Lind, C.B., Parnarouskis, M.C., U.S. Coast Guard Liquefied Natural Gas Research at China Lake, United States Coast Guard, Washington, DC, ADA081644. (1980).

Stull, D.R., Prophet, H., JANAF Thermochemical Tables, Second Edition, Office of Standard Reference Data, U.S. National Bureau of Standards, Washington, DC. (June, 1971).

Ullmanns Encyklopaedie der technischen Chemie, Verlag Chemie, Weinheim. (1975).

Uniroyal, Guide to Polymer Properties, Uniroyal Inc., Mishawaka, IN. Not dated.

United States Coast Guard, Predictability of LNG Vapor Dispersion from Catastrophic Spills onto Water, Washington, DC, ADA040525. (1977).

United States Coast Guard, Liquefied Natural Gas and Liquefied Petroleum Gas: Views and Practices, Policy and Safety, 6-MHM-3/TP14. (1980).

U.S. Department of Health, Education and Welfare, Occupational Diseases. A Guide to Their Recognition, National Institute for Occupational Safety and Health, DHEW (NIOSH) No. 77-181. (1977).

U.S. Department of Health and Human Services, National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), U.S. Department of Labor, Occupational Safety and Health Administration (OSHA), Occupational Health Guidelines for Chemical Hazards, NIOSH Publication No. 81-123. (1981).

U.S. Department of Transportation, Emergency Action Guide for Selected Hazardous Materials, Research and Special Programs Administration, Materials Transportation Bureau, Washington, DC. (1978).

U.S. Department of Transportation, Hazardous Materials, 1980 Emergency Response Guidebook, Research and Special Programs Administration, Materials Transportation Bureau, Washington, DC. (1980).

U.S. Department of Transportation, Coast Guard, Chemical Hazards Response Information System (CHRIS), Washington, DC. (1978).

Verschueren, K., Handbook of Environmental Data on Organic Chemicals, Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY. (1984).

Weast, R.C. (ed.), CRC Handbook of Chemistry and Physics, 60th Edition, Chemical Rubber Publishing Company, Cleveland, OH. (1980).

Wiesenburg, D.A., Brooks, J.M., Burke, R.A. Jr., "Gaseous Hydrocarbons Around An Active Offshore Gas and Oil Field", Environ. Sci. Technol., Vol. 16, No. 5, pp. 278-282. (1982).

Williams, A.F., Lom, W.L., Liquefied Petroleum Gases, John Wiley & Sons, New York, NY. (1982).

Windholz, M., Budavari, S., Stroumtsos, L.Y., Fertig, M.N. (ed.), The Merck Index, Ninth Edition, Merck & Co. Inc., Rahway, NJ. (1976).

Yaws, C.L., "Physical and Thermodynamic Properties", Chemical Engineering, Vol. 82, No. 10, pp. 89-97. (12 May, 1975).